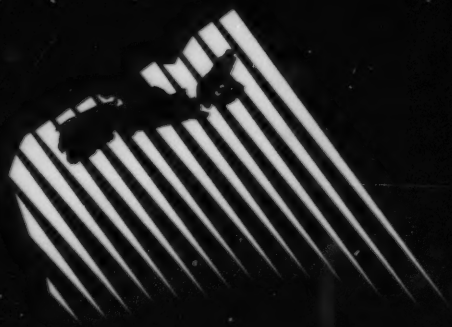


CANADA - NOVA SCOTIA
OFFSHORE PETROLEUM BOARD

1991 - 1992

ANNUAL REPORT

RECEIVED

AUG 13 1992

N. S. LEGISLATIVE LIBRARY

CANADA – NOVA SCOTIA OFFSHORE PETROLEUM BOARD

6th Floor TD Centre 1791 Barrington Street Halifax Nova Scotia B3J 3K9 Tel 902 422-5588 Fax 902-422-1799

June 22, 1992

The Honourable Jake Epp, P.C., M.P.
Minister of Energy, Mines & Resources
Government of Canada

The Honourable John G. Leefe
Minister of Natural Resources
Province of Nova Scotia

Honourable Ministers:

In accordance with the provisions of the legislation implementing the Canada - Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord, we, the members of the Canada - Nova Scotia Offshore Petroleum Board, are pleased to submit the annual report, including the financial statements of the Board, for the fiscal year ending March 31, 1992.

Respectfully submitted,

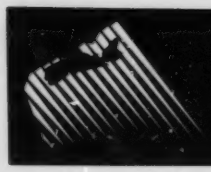
Fred V. Weir
Chairman of the Board

D.W. Axford
Board Member

Daniel R. Whelan
Board Member

E.A. Nelson Blackburn
Board Member

P. Carey Ryan
Board Member



92-07298/

TABLE OF CONTENTS

Report of the Chairman and Chief Executive Officer 5

The Board 7

Rights Management 9

Petroleum Resources 17

Operational and Occupational Safety 19

Environment 21

Employment and Industrial Benefits 23

The Cohasset Development Project 29

Financial Statements 33

Canada - Nova Scotia Offshore Petroleum Board Organization 37

Appendix I: Significant Discoveries Offshore Nova Scotia 39

Appendix II: Directory of Offshore Wells 38

Appendix III: Interest Summary 44

Figure 1 - Area of Board's Jurisdiction 8

Figure 2 - Offshore Petroleum Rights 12

Figure 3a - Active Interests - West Sable Island Area 14

Figure 3b - Active Interests - Central Sable Island Area 15

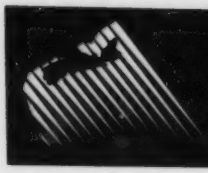
Figure 3c - Active Interests - East Sable Island Area 16

Figure 4 - Direct Employment Summary: 1990 - 1991 (Person Years) 26

Figure 5 - Projected Labour Requirements: 1992- 1997 (Person Years) 26

Figure 6 - Projected Direct Labour by Region: 1992 - 1997 (Person Years) 26

Figure 7 - Expenditures - Capital and Operating 28



Report of the Chairman and Chief Executive Officer

Fred V. Weir, Chairman & CEO

On behalf of the Board, I am pleased to present the third Annual Report of the Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board (the Board). This report covers our activities during the fiscal year April 1, 1991 to March 31, 1992.

On April 1, 1991 the Board issued the first production licences in the Nova Scotia offshore area. These were issued to LASMO Nova Scotia Limited (LASMO) and Nova Scotia Resources (Ventures) Limited in respect of the Cohasset and Panuke fields.

The main focus of attention during this fiscal year was the ongoing development of the Cohasset/Panuke (now called Cohasset) offshore oil development project. The operator, LASMO, in conjunction with its 50% share partner, Nova Scotia Resources (Ventures) Ltd., announced that it would be ready to initiate production in early June of 1992. To that end, the Board is ensuring that all conditions of the Development Plan and Benefits Plan Decision Reports are met and that all safety and environmental safeguards are in place prior to issuing a Production Operations Authorization.

LASMO, on behalf of itself and Nova Scotia Resources (Ventures) Limited, filed a Revised Development Plan for the Cohasset Project with the Board on February 28, 1992. A Revised Benefits Plan was also required and it was submitted March 6, 1992.

The most significant revision to the original Development Plan was the operator's proposal to leave the Rowan Gorilla III drilling/production platform at the Panuke field through the first production season of 1992. After that, it is proposed that the platform be moved to the Cohasset field, as originally planned, and remain there to the end of the project. At Board meetings on March 26, 1992 and April 2, 1992, the Board approved the Revised Benefits Plan and Revised Development Plan.

One of the Board's major responsibilities is to assess and monitor all industrial and employment benefits programs associated with offshore activities. During the 1991-92 fiscal year, several meetings were held with LASMO to review the benefits relating to employment and the Canadian share of capital expenditures in the Cohasset Project. Over 824 person years of employment were created during the development and construction phases (1990 - 1991) with 64% being Nova Scotian and 24% other Canadian. Capital expenditures are now projected to total $327 million for the project. It is estimated by LASMO that 35.5% ($116.1 m) will be spent in Nova Scotia and 18.5% ($60.4 m) in other Canadian provinces.

One of the more positive features of the Cohasset Project is the effort made by LASMO and the fishing industry in working towards the development of a mutually acceptable plan regarding procedures for compensating fishermen for attributable damages arising from offshore operations. This effort was prompted by a Condition in the Board's 1990 Decision Report which required LASMO to consult with the fishing industry when formulating its compensation plan. In addition, LASMO and the fishing community have worked together to successfully formulate an agreement whereby representatives from the latter will monitor the effects of offshore production activities on the fishery. Both of these efforts have potential importance in setting future standards between offshore petroleum operators and the fishing industry.

Report of the Chairman and Chief Executive Officer

The Board is requiring, in addition to existing legislation, compliance with certain safety related draft legislation as a condition of approval for Cohasset production authorization. The governments of Canada and Nova Scotia are in the process of amending the Accord legislation to incorporate safety related provisions arising out of the inquiry into the sinking of the Ocean Ranger. These provisions will require, among other things, that a Certificate of Fitness be issued by a recognized certifying authority for all installations. The Certificate must confirm that the installation is fit for purpose and complies with the applicable regulations. Also, a declaration will be required from operators stating that the installations are fit for purpose and the personnel properly trained.

In addition, the Board is monitoring the development of the safety regime in the North Sea as a result of the inquiry into the loss of the Piper Alpha production platform. This new regime stresses the importance of a Formal Safety Assessment. The assessment must demonstrate that the offshore operation can be undertaken safely by assessing the safety management system of the Operator, the major hazards, and the ability of personnel to be protected and evacuated in case of a major emergency. LASMO will be submitting a Formal Safety Assessment of the Cohasset project for Board approval, prior to first production.

In the past year the Board has established a public registry system for all interests administered by the Board. This involved the preparation of abstracts which summarize, among other things, historical changes in the ownership of each interest. Not only is this information necessary for administrative purposes, but a legal registry system is essential for the development of the resource. The current ownership of interests, as reflected on the register, is summarized in Appendix III.

Memoranda of Understanding (MOU's) between the Board and other federal and provincial departments and agencies provide the basis for coordinating offshore responsibilities between the Board and these departments and agencies. This is an effort to eliminate, as much as possible, duplication of services. The Board provides a coordinating or lead agency role, to facilitate industry in its dealing with government. To date, MOU's have been signed with the Nova Scotia Department of Labor and the Geological Survey of Canada. Agreements are being pursued with the Canadian Coast Guard, Environment Canada, Department of Fisheries and Oceans and relating to industrial benefits, the Nova Scotia Department of Economic Development and the Federal Department of Energy, Mines & Resources.

During this fiscal year, the Board approved three applications to conduct seismic programs offshore Nova Scotia. These applications were submitted by Nova Scotia Resources (Ventures) Limited, Mobil Oil Canada Properties and LASMO. In all, 5527 km of new seismic were shot by these three companies.

The following sections of this Annual Report outline in more detail the activities of the Board during the 1991-92 fiscal year. Pursuant to the Accord Implementation Legislation we have included the financial statements and the auditor's report on the Board's activities for the period ending March 31, 1992.

Fred V. Weir
Chairman of the Board and
Chief Executive Officer

THE BOARD

The Board was established through proclamation of the Canada - Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act by the Government of Canada and the Canada - Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation (Nova Scotia) Act by the Province of Nova Scotia (Implementation Acts). The Implementation Acts brought into law the principles established in the 1986 Canada - Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord (Accord).

In keeping with the Accord principles, the Board was established as an independent body to manage the petroleum resources in the offshore area of Nova Scotia on behalf of the Federal and Provincial Governments. The Board is empowered to make decisions respecting petroleum resource activities offshore Nova Scotia. Such decisions focus on matters pertaining to the conservation of offshore oil and gas resources, the safe conduct of exploration, development and production activities, employment and industrial benefits and the protection of the environment. In the case of fundamental decisions, such as the approval of the general approach to field development, a benefits plan associated with a development, or the terms and conditions of a production licence, the respective Ministers of Energy have powers as set out in the Implementation Acts to veto certain decisions of the Board.

The Board consists of five members who are appointed for fixed terms of office. The Government of Nova Scotia has appointed two members, one of whom is a civil servant. The Government of Canada has done the same. The fifth Board member, the Chairman, was appointed jointly by both governments.

Standing:
Daniel R. Whelan, Board Member;
D.W. (Don) Axford, Board Member;
P.Carey Ryan, Board Member;
J.E. (Jim) Dickey, Secretary of the Board.
Seated:
Fred V. Weir, Chairman & CEO;
E.A. Nelson Blackburn, Board Member.

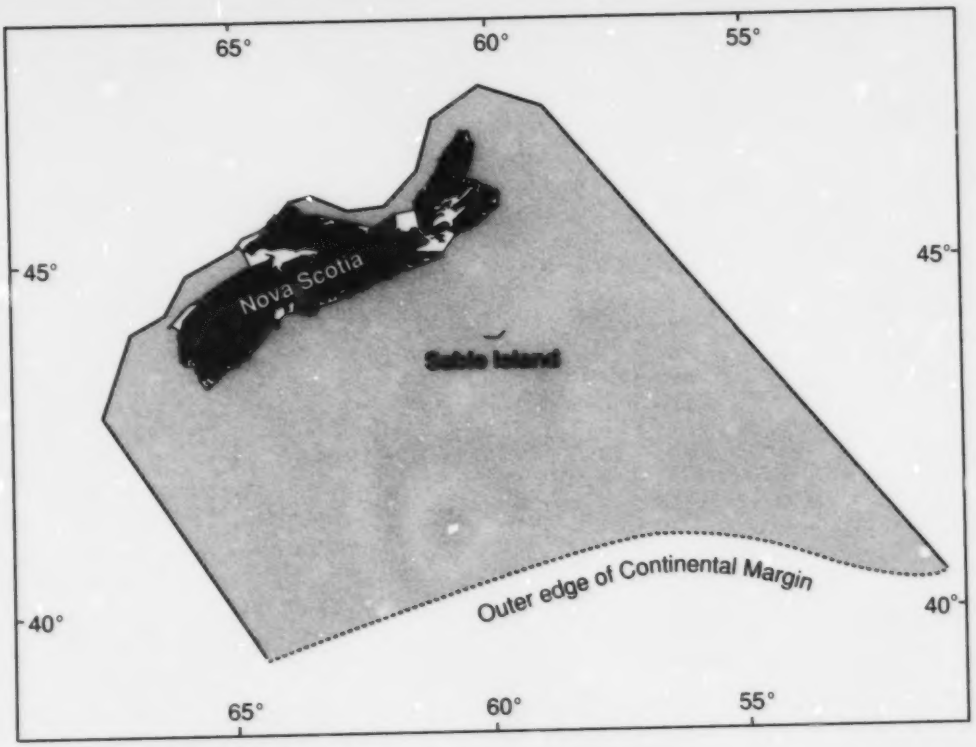
Effective January 6, 1990, the Nova Scotia Government appointed P. Carey Ryan as its civil servant member together with E.A. Nelson Blackburn. On the same date the Federal Government appointed Daniel R. Whelan as its civil servant member along with D.W. (Don) Axford.

Fred V. Weir was appointed Chairman and Chief Executive Officer. As C.E.O., he is responsible for the day to day operations of the Board and its staff of thirteen people, which will become fifteen people on April 1, 1992, when the Board assumes full responsibility for the Core Storage and Laboratory facilities.

On January 6, 1990, the Board assumed full regulatory responsibility for Nova Scotia offshore activities. During the past fiscal year, the Board held 9 meetings including two teleconferences.

Area of Board's Jurisdiction

Figure 1



Limits of the Offshore Area

Rights Management

Designation of Interests

Under the Accord Implementation Acts, exploration agreements (EAs) that were in force under the previous legislation continue either as exploration licences (ELs) or deemed significant discovery licences (SDLs). However unlike EAs and ELs, SDLs can only be held in undivided shares. For EAs continuing as deemed SDLs, the Board has therefore decided that where shares in a former EA were held with respect to different portions of the lands covered by the EA, each portion held in separate ownership will be deemed to comprise a separate SDL.

Separate SDLs also result where lands in a former EA covered more than one significant discovery area (SDA). This is to allow interest holders to deal with lands in any particular SDA independently from lands in other SDAs that may have originally been included in the same EA.

To avoid confusion with previous interests, the Board has assigned new numbers to these exploration licences and deemed SDLs. These interests and the new identifiers are shown on the land plats included as Figures 3a, 3b and 3c.

Registry System

A public registry system has been established for all interests administered by the Board and abstracts have been prepared which summarize, among other things, historical changes in the ownership of each interest. Requests for abstracts or certified copies of registered documents should be directed to the Registrar.

The current ownership of interests, as reflected on the register, is summarized in Appendix III.

Rights Management

Exploration Licences

Former Exploration Agreement No. 235 was surrendered on October 28, 1991. The following exploration licences remain in force:

EL 2100:

Interest Holders:	LASMO Nova Scotia Limited (50%) Nova Scotia Resources (Ventures) Limited (50%)
Effective Date:	October 1, 1990
Expiry Dates:	September 30, 1993 (Period 1) September 30, 1996 (Period 2)
Work Expenditure Bid:	$2,600,000
Original Deposit:	$ 650,000
Remaining Deposit:	$ 650,000
Area:	24,948 hectares

EL 2352 (formerly EA 352)

Interest Holders:	LASMO Nova Scotia Limited (50%) Nova Scotia Resources (Ventures) Limited (50%)
Effective Date:	October 1, 1989
Expiry Dates:	September 30, 1992 (Period 1) September 30, 1995 (Period 2) (Note: Licence has been validated for Period 2 by drilling conducted in early 1991)
Work Expenditure Bid:	$13,300,000
Original Deposit:	$ 3,325,000
Remaining Deposit:	None (work commitment fulfilled by drilling)
Area:	26,392 hectares

EL 2353 (formerly EA 353)

Interest Holders:	Nova Scotia Resources (Ventures) Limited (100%)
Effective Date:	October 1, 1989
Expiry Dates:	September 30, 1992 (Period 1) September 30, 1995 (Period 2)
Work Expenditure Bid:	$1,300,000
Original Deposit:	$ 325,000
Remaining Deposit:	None (work commitment fulfilled by seismic work)
Area:	18,500 hectares

EL 2354 (formerly EA 354)

Interest Holders:	Mobil Oil Canada Properties (25%) Nova Scotia Resources (Ventures) Limited (25%) Petro-Canada (25%) Shell Canada Limited (25%)
Effective Date:	October 1, 1989
Expiry Dates:	September 30, 1992 (Period 1) September 30, 1995 (Period 2)
Work Expenditure Bid:	$5,047,867.43
Original Deposit:	$1,261,966.86
Remaining Deposit:	$1,261,966.86
Area:	55,755 hectares

PRODUCTION LICENCES

On April 1, 1991 the Board issued the first production licences in the Nova Scotia offshore area. These were PL 2901 (comprising the Cohasset commercial discovery area) and PL 2902 (comprising the Panuke commercial discovery area). Both licences were issued to LASMO Nova Scotia Limited and Nova Scotia Resources (Ventures) Limited in equal shares. Under the legislation these licences continue in force for 25 years and so long thereafter as commercial production of petroleum continues.

PL 2901 does not include zones below the base of the Cretaceous, which remain under a significant discovery licence (SDL 2255 H).

EXPLORATORY PERMITS

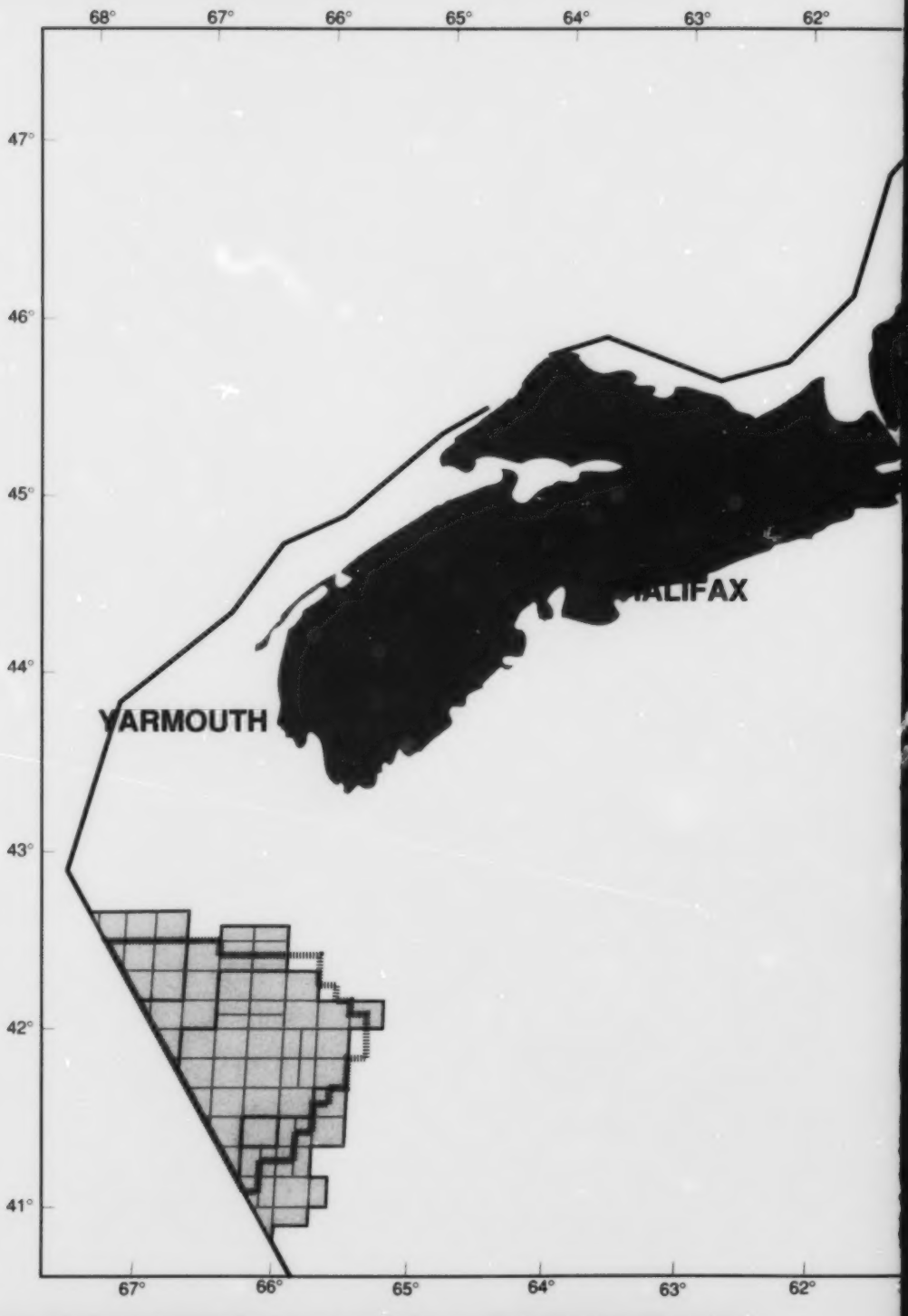
Certain exploratory permits issued under the Canada Oil and Gas Land Regulations are still in force. These permits are grouped in two blocks, respectively located in the southwest and northeast parts of the Nova Scotia offshore area as shown in Figure 2. Lands covered by the southwest block of permits are for the most part within the Georges Bank moratorium area. The legislation prohibits exploration activity within this area before January 2, 2000 (the federal and provincial governments together may prohibit activity for a further period thereafter). Activity is also suspended on lands covered by the northeast block of permits as a result of a dispute with France regarding the territorial extent of its jurisdiction around the islands of St. Pierre and Miquelon. This matter has been submitted to arbitration and a decision is expected in the near future, which will conclusively define the area of French jurisdiction. These permits will be replaced by exploration licences, as provided in the legislation, if and when activity is permitted again in each area.

LAND NOMINATIONS

For 1992, the Board has not designated any particular dates as closing dates for the submission of nominations of lands to be considered for calls for bids. Lands may be nominated at any time during the year.

Offshore Petroleum Rights

Figure 2



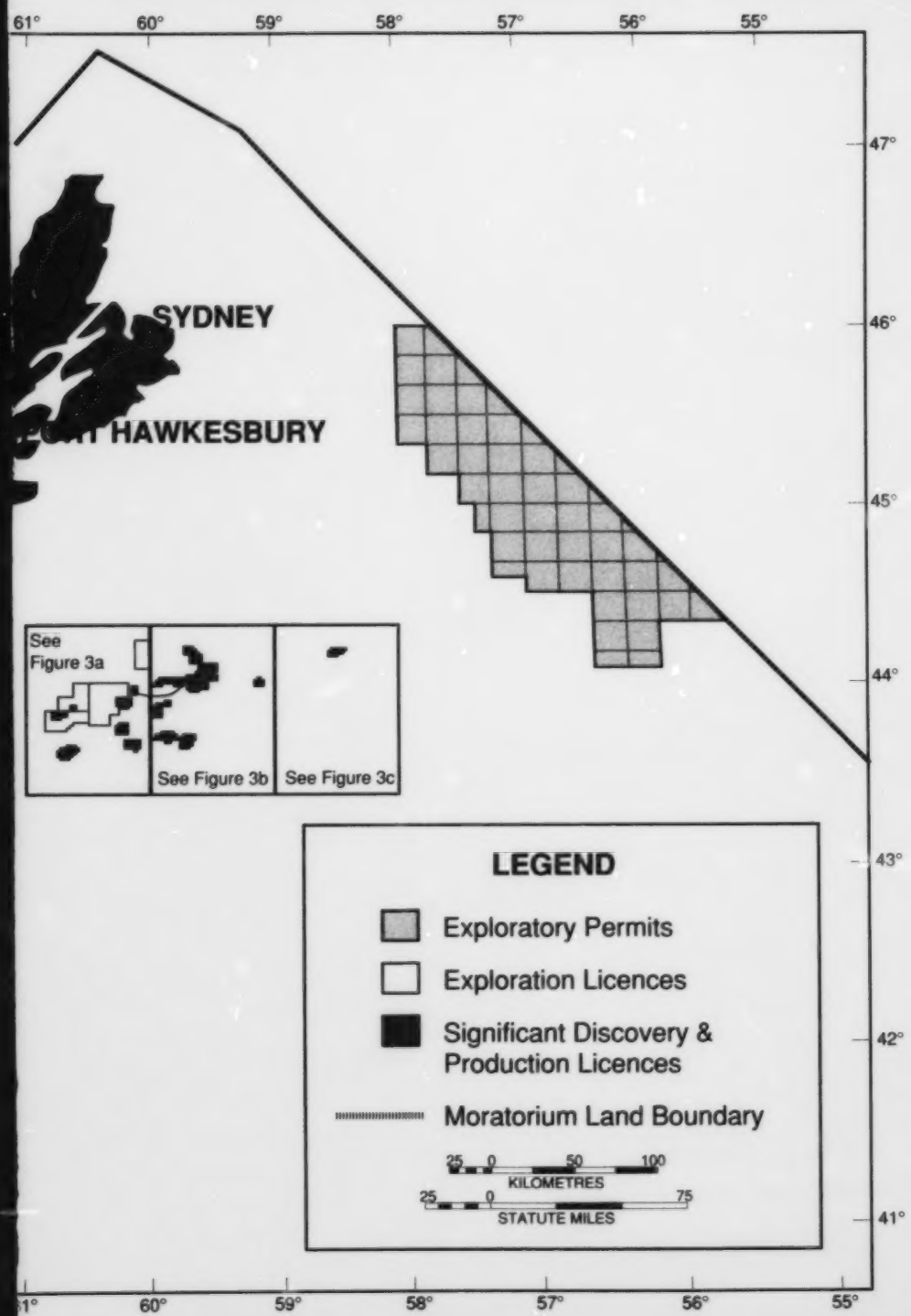
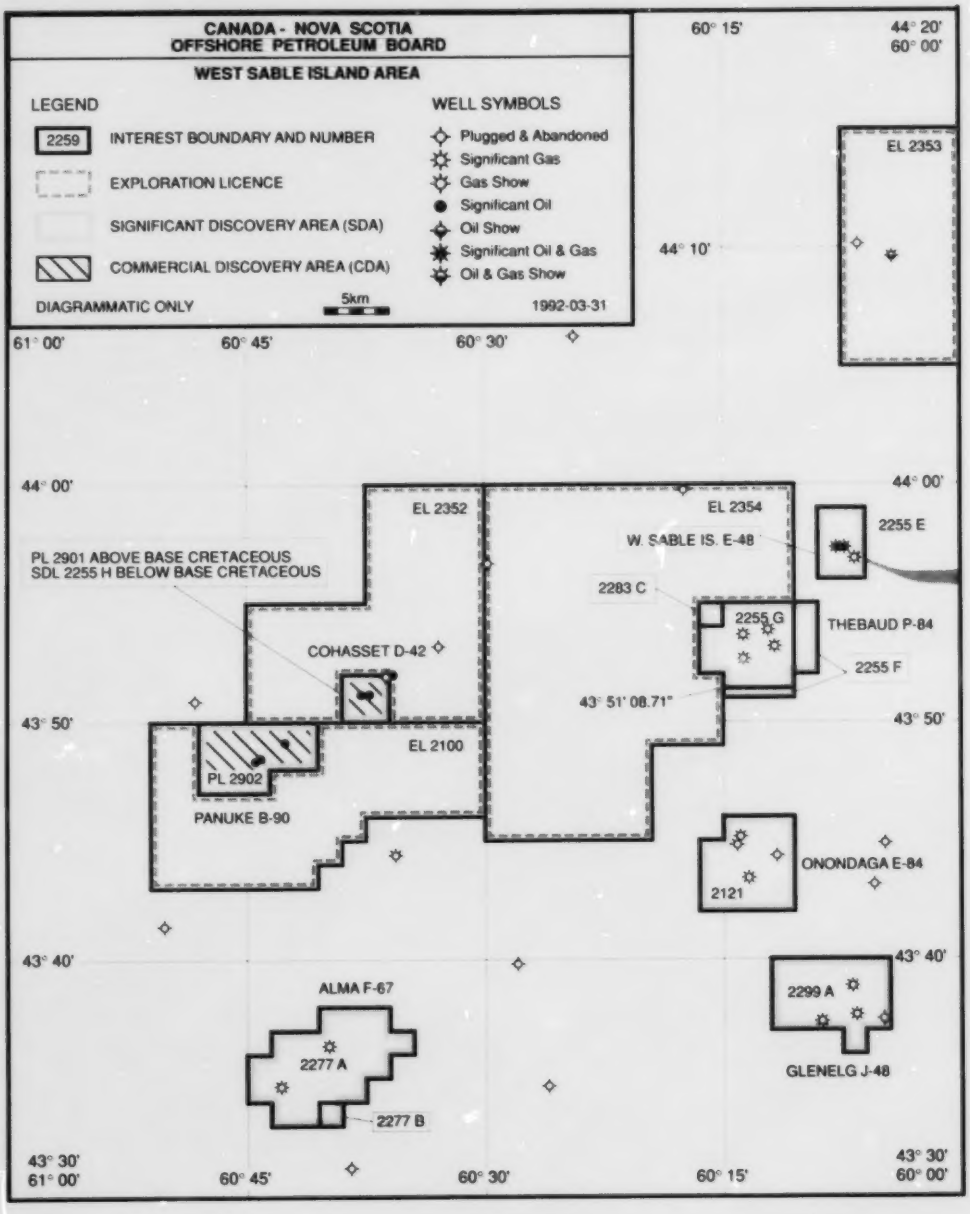

61°
60°
59°
58°
57°
56°
55°
47°
46°
45°
44°
43°
42°
41°
SYDNEY
HAWKESBURY
See Figure 3a
See Figure 3b
See Figure 3c
LEGEND
Exploratory Permits
Exploration Licences
Significant Discovery & Production Licences
Moratorium Land Boundary
25 0 50 100
KILOMETRES
25 0 75
STATUTE MILES

FIGURE 3a


CANADA - NOVA SCOTIA
OFFSHORE PETROLEUM BOARD
WEST SABLE ISLAND AREA
LEGEND
2259 INTEREST BOUNDARY AND NUMBER
EXPLORATION LICENCE
SIGNIFICANT DISCOVERY AREA (SDA)
COMMERCIAL DISCOVERY AREA (CDA)
DIAGRAMMATIC ONLY
5km
WELL SYMBOLS
Plugged & Abandoned
Significant Gas
Gas Show
Significant Oil
Oil Show
Significant Oil & Gas
Oil & Gas Show
1992-03-31
60° 15'
44° 20'
60° 00'
EL 2353
44° 10'
61° 00'
60° 45'
60° 30'
44° 00'
EL 2352
EL 2354
2255 E
W. SABLE IS. E-48
PL 2901 ABOVE BASE CRETACEOUS
SDL 2255 H BELOW BASE CRETACEOUS
2283 C
2255 G
THEBAUD P-84
COHASSET D-42
2255 F
43° 51' 08.71"
43° 50'
EL 2100
PL 2902
PANUKE B-90
ONONDAGA E-84
2121
43° 40'
ALMA F-67
2299 A
2277 A
GLENELG J-48
2277 B
43° 30'
61° 00'
60° 45'
60° 30'
60° 15'
43° 30'
60° 00'

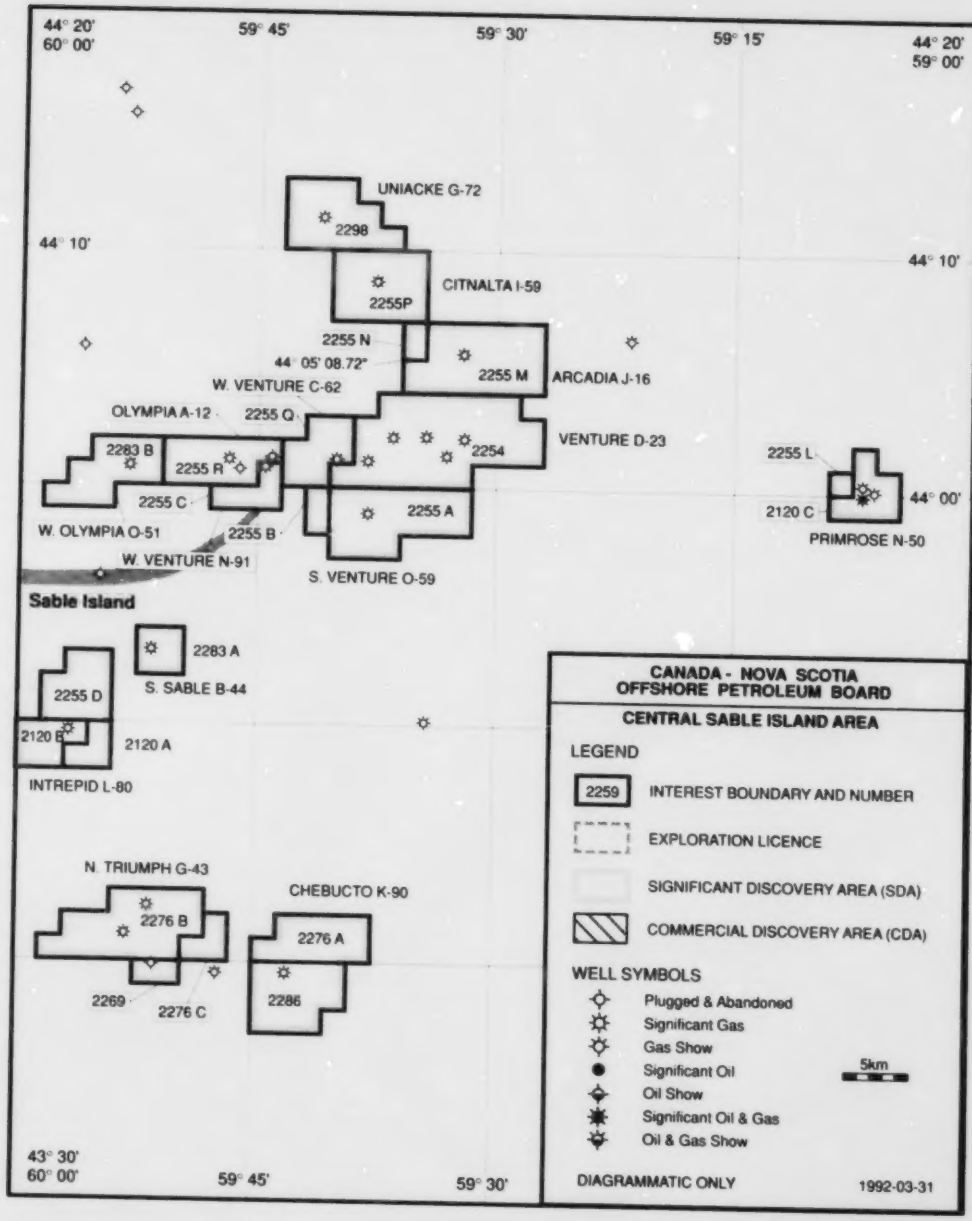
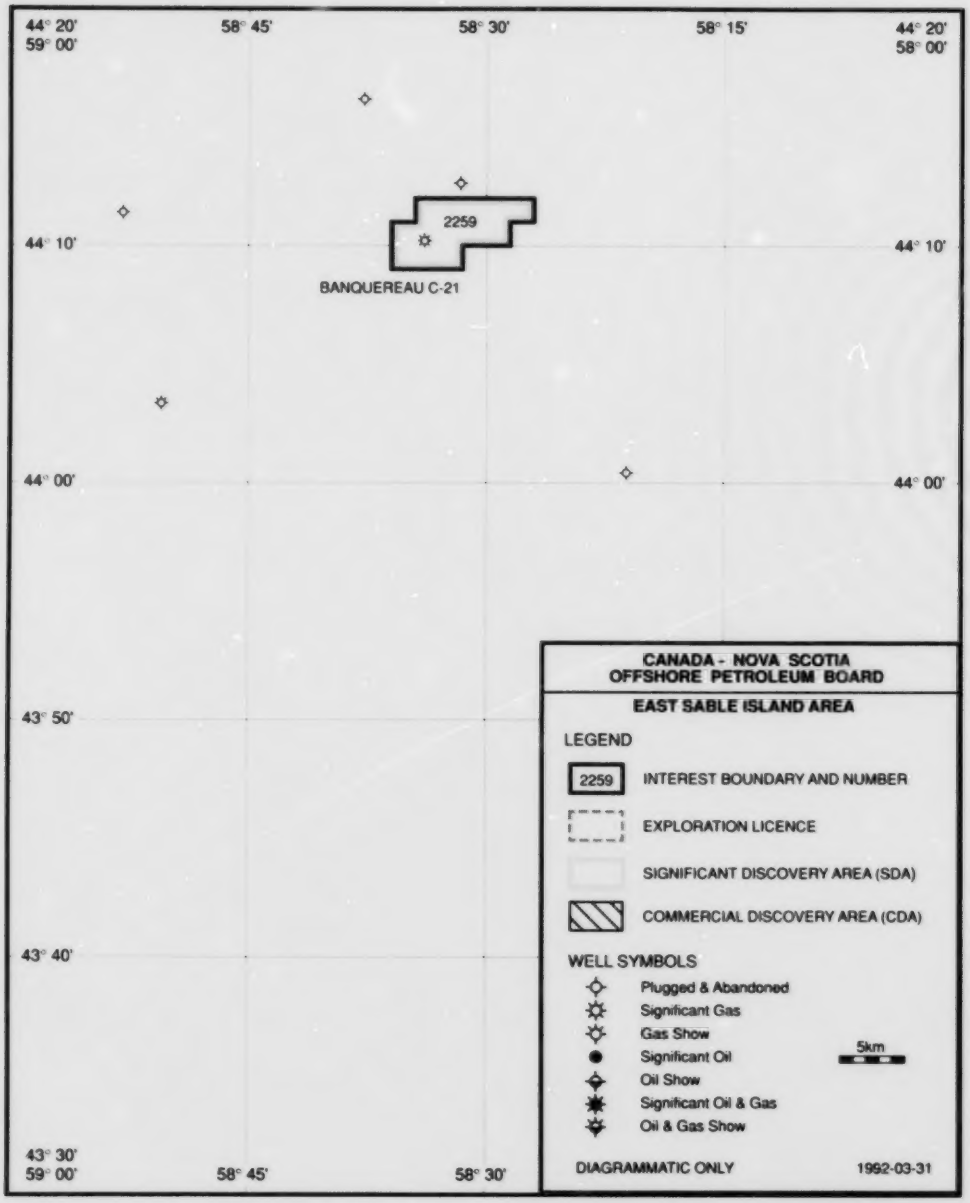

44° 20'
60° 00'
59° 45'
59° 30'
59° 15'
44° 20'
59° 00'
44° 10'
44° 10'
UNIACKE G-72
2298
CITNALTA I-59
2255P
2255 N
44° 05' 08.72"
2255 M
ARCADIA J-16
W. VENTURE C-62
OLYMPIA A-12
2255 Q
VENTURE D-23
2283 B
2255 R
2254
2255 L
2120 C
44° 00'
2255 C
2255 A
W. OLYMPIA O-51
2255 B
PRIMROSE N-50
W. VENTURE N-91
S. VENTURE O-59
Sable Island
2283 A
S. SABLE B-44
2255 D
2120 B
2120 A
INTREPID L-80
N. TRIUMPH G-43
CHEBUCTO K-90
2276 B
2276 A
2269
2276 C
2286
43° 30'
60° 00'
59° 45'
59° 30'
CANADA - NOVA SCOTIA
OFFSHORE PETROLEUM BOARD
CENTRAL SABLE ISLAND AREA
LEGEND
2259
INTEREST BOUNDARY AND NUMBER
EXPLORATION LICENCE
SIGNIFICANT DISCOVERY AREA (SDA)
COMMERCIAL DISCOVERY AREA (CDA)
WELL SYMBOLS
Plugged & Abandoned
Significant Gas
Gas Show
Significant Oil
Oil Show
Significant Oil & Gas
Oil & Gas Show
5km
DIAGRAMMATIC ONLY
1992-03-31

FIGURE 3b

FIGURE 3c


44° 20'
59° 00'
58° 45'
58° 30'
58° 15'
44° 20'
58° 00'
2259
44° 10'
BANQUEREAU C-21
44° 10'
44° 00'
44° 00'
43° 50'
43° 40'
43° 30'
59° 00'
58° 45'
58° 30'
CANADA - NOVA SCOTIA
OFFSHORE PETROLEUM BOARD
EAST SABLE ISLAND AREA
LEGEND
2259
INTEREST BOUNDARY AND NUMBER
EXPLORATION LICENCE
SIGNIFICANT DISCOVERY AREA (SDA)
COMMERCIAL DISCOVERY AREA (CDA)
WELL SYMBOLS
Plugged & Abandoned
Significant Gas
Gas Show
Significant Oil
Oil Show
Significant Oil & Gas
Oil & Gas Show
5km
DIAGRAMMATIC ONLY
1992-03-31

Petroleum Resources

Petroleum Resources

In 1991 the Balmoral M-32 exploration well was reported as an oil discovery. The Board has not received an application from LASMO for a formal significant discovery declaration for this well resulting in the total number of declared significant discoveries in the Nova Scotia offshore area remaining at twenty-two as of March 31, 1992 (see Appendix I). The most recent "best current estimate" of the total discovered recoverable resources with respect to these discoveries is 152.1 x 10^9m3 (5.4 trillion cubic feet) of gas and 23.7 x 10^6 m^3 (149.1 million barrels) of oil and condensate. These estimates are as reported by the Canada Oil and Gas Lands Administration in May of 1991. The Board is presently conducting an independent assessment of the total discovered recoverable resources.

At median expectation, the estimated total recoverable gas resource for the entire Scotian Shelf and Slope remains at 512.4 x $10^9$$m^3$ (18.1 trillion cubic feet). The estimate of the total recoverable oil and condensate resource, at median expectation, is 171.1 X $10^6$$m^3$ (1076 million barrels). These estimates are supported by the results of a total recoverable resource assessment completed in 1983 by the Geological Survey of Canada and the Canada Oil and Gas Lands Administration.

Geophysical Programs

The Board approved three applications to conduct reflection seismic programs during the 91/92 fiscal year. Nova Scotia Resources (Ventures) Limited completed a 1974 km 3-D program at the Penobscot prospect over their EL 2353 on July 8. Mobil Oil Canada Properties completed a 1273 km 2-D program on their EL 2354 on July 24. LASMO completed a combined 2-D and 3-D program on September 3. The 3-D portion (1955 km) was shot on their EL 2100 while the 2-D program (325 km) evaluated portions of both EL 2100 and EL 2352. Data acquisition for all of the above programs was contracted to Haliburton Geophysical Services Inc. of Calgary using the seismic vessel M/V Edward O. Vetter.

Exploration Drilling Results

On April 8, 1991 LASMO announced the results from drilling the Balmoral M-32 well, which was spudded February 26, 1991 on EL 2352 and drilled to a total depth of 2525 meters. This exploration well is currently classified as a plugged and suspended oil well. The drilling objective was to evaluate the Mississauga and Lower Logan Canyon formations. LASMO announced the following details for three hydrocarbon bearing zones which were flow tested at a cumulative combined rate of 9,495 barrels of oil per day with minimal gas and no water:

Balmoral Test Results	Zone 1	Zone 2	Zone 3
Depth Interval (m)	2065-2068	1965-1969	1954-1958
Oil Rate (bbls/day)	5724	150	3670
Gas Rate (ft^3/day)	110,888	not measured	132,430
Water Rate(bbls/day)	nil	nil	nil
Choke Size (mm)	13.5	8.0	12.7
Flowing Tubing Head Pressure (psi.)	611	26	417
Oil Gravity (API)	51.6	50.6	50.6

Petroleum Resources

Memorandum of Understanding

On March 16, 1992 a Memorandum of Understanding was executed between the federal Department of Energy, Mines and Resources and the Board. The purpose of this memorandum of Understanding is to establish guidelines and procedures to ensure close cooperation between the Board and the Geological Survey of Canada in matters relating to the Geological Survey of Canada's access to confidential information and documentation at the Board's offices and repositories for the purpose of carrying out geoscientific studies and analyses.

Guidelines

During the 91/92 fiscal year the Board, in consultation with industry, government departments and other regulatory agencies, prepared and approved petroleum industry guidelines with respect to obtaining authorization for Geophysical and Geological work programs in the Nova Scotia offshore area. These guidelines include a detailed description of the suggested content for post-work program final reports.

Information Storage and Laboratory

The Board continued to provide storage, curation and public viewing services with respect to geological and geophysical reports and records and well history reports, records and well materials at the Core Storage and Laboratory located at Suite 27, 201 Brownlow Avenue in Dartmouth, Nova Scotia. Further to a Memorandum of Understanding between the Board and the Canada Oil and Gas Lands Administration, the total cost of this facility and service was shared equally during the 91/92 fiscal year. However, during 1991 the Board was advised that this Memorandum of Understanding would be terminated at the end of the fiscal year due to the reorganization of federal responsibilities in the offshore and frontier areas. The Board has decided to accept full responsibility for the Dartmouth facility which will continue to operate at the above address, effective April 1, 1992.

Resource Evaluation

During the 91/92 fiscal year Board staff reviewed and provided advice with respect to geological and geophysical aspects of various submissions associated with the Cohasset project. The selection and installation of resource evaluation computer equipment and software was finalized, and independent assessments of in-place reserves were initiated for several significant discoveries including Cohasset and Panuke.

Operational and Occupational Safety

The Board is responsible for ensuring that all operations in the offshore region are undertaken safely, that the environment is protected and that the resource is produced efficiently. This is achieved by requiring operators to adhere to the legislation passed by the governments of Canada and Nova Scotia and to other conditions established by the Board.

The regulatory regime for safety for offshore petroleum activities has undergone significant changes in the last few years. The governments of Canada and the Accord provinces of Newfoundland and Nova Scotia are in the process of introducing legislation that will incorporate many of the recommendations from the inquiry into the sinking of the Ocean Ranger off Newfoundland in 1982. Principle among these is a requirement that a Certificate of Fitness be issued by a Certifying Authority (CA), an independent agency with technical expertise, which states that the installation is fit for purpose and that it complies with the applicable regulations. There is also a requirement that the Operator provide a declaration satisfying that the installation is fit for purpose and the personnel are properly trained.

In the North sea the regulatory regime is being revised as a result of an inquiry into the loss of the Piper Alpha production platform. This new regime stresses the importance of a Formal Safety Assessment that demonstrates that the offshore operation can be udertaken safely by assessing the safety management system of the Operator, the major hazards, and the ability of personnel to be protected and evacuated in case of a major emergency.

The Board is incorporating these regulatory initiatives in its management of the activities offshore Nova Scotia.

Legislative Framework

Prior to any activity related to the exploration for, or the production of, petroleum in the offshore, the Board must approve the activity. The approvals required for exploratory and development operations are outlined below:

Exploratory Wells

Operators must obtain, prior to any exploratory well being drilled offshore Nova Scotia, a Drilling Program Authorization (DPA). Before issuing this, the Board examines the Mobile Offshore Drilling Unit (MODU) to be used, the contingency plans to protect personnel and the environment in case of an accident, the financial capability of the Operator, the qualifications of the crew and other matters to ensure the operations can be carried out safely. The Board also requires a Certifying Authority (CA), an independent agency with technical expertise, to certify that the MODU is fit for purpose and that it meets regulatory requirements.

In addition, each well requires a separate Approval to Drill a Well (ADW). Before issuing an ADW, the Board examines the specific well design and proposed well drilling procedures to ensure that the procedures can be conducted safely and that they comply with the regulations.

LEGISLATIVE FRAMEWORK CONT'D

Development Activity

Before the development of a discovery, the Operator must submit an application for the approval of a Development Plan to the Board. The major points this plan addresses are the proposed method and timing of production development, alternative development methods, potential environmental and socio-economic impacts and contingency plans. In conjunction with this application, the Operator must also submit a Canada - Nova Scotia benefits plan for approval.

Individual approvals are required for the various phases of the development. The principle authorization is the Production Operations Authorization which is required prior to production commencing. Prior to the Board granting this Authorization a safety plan, which incorporates the formal safety assessment, an an environmental protection plan are required. The production installation is examined to ensure it is fit for purpose and, as in the DPA, a CA is required to provide a certificate stating the production facilities are fit for purpose and comply with the regulations. Again, each well requires specific approval before it is drilled.

Other Activities

Other activities that are undertaken to explore for or produce petroleum in the offshore region require individual approvals. These activities include geophysical or geological work and diving operations.

PUBLIC HEARINGS

The Board has the authority, or can be directed by the Ministers of Energy of Canada and Nova Scotia, to conduct a public review on any matter related to offshore operations. For all proposed development projects, the Board intends to conduct such hearings in order to obtain the public's input for consideration in the Board's decision.

INSPECTION

The Board will undertake periodic inspections of offshore activities to monitor for compliance with the Board's requirements. These inspections will focus on occupational safety and health, drilling and production procedures, emergency response capability, environmental protection and resource conservation. The Board will also be undertaking audits of the Operator's safety management systems for compliance with their internal systems to ensure the offshore operations are being conducted safely.

CONSULTATION

The Board recognizes the importance of consultation with industry, the public and other governmental departments and agencies regarding the terms and conditions for offshore operations. Such consultation is important to provide a healthy atmosphere for development of a regulatory regime that will provide for the safe and efficient exploration for and development of the petroleum resources offshore Nova Scotia.

ENVIRONMENTAL PROTECTION

The Board is responsible for ensuring that operators are capable of monitoring weather and sea state conditions that may affect the safety of offshore operations and for administering measures designed to protect the marine environment from the consequences of offshore activities.

The environmental protection program of the Board is comprehensive. It contains measures to ensure that the potential environmental effects of all offshore projects are evaluated prior to approval, that day to day operations arising from such activities are closely monitored for potential threats to environmental quality, that both the Operator and the Board have contingency plans detailing the measures that they will implement to respond to an environmental emergency, and that Operators have the financial capacity to compensate affected parties for losses arising from offshore activities.

The Board has reviewed the environmental implications of all development phases of the Cohasset Project and approved strategies to mitigate any potential adverse environmental effects. It is currently reviewing proposals by LASMO for assessing the environmental implications of the production phase of the Project.

The results of the Ellis Commission review of LASMO's environmental impact statement indicated that the Cohasset Project would not have any significant adverse effects on marine resources provided that production operations were carefully managed. LASMO has submitted some plans to the Board outlining how it intends to manage its operations to minimize the occurrence of any adverse effects and the Board will be reviewing these and subsequent plans in consultation with federal and provincial government agencies.

The resources of the marine environment are of particular importance to the economy of Nova Scotia and to the traditional lifestyles of its residents. It is the practice of the Board to notify federal and provincial government agencies with responsibilities for managing these resources whenever operators submit applications to it for authority to undertake offshore activities. In addition, the Board invites these agencies to participate in discussions about regulatory requirements in order to clarify and enhance measures to mitigate potentially adverse environmental effects arising from the implementation of the project proposals.

The Accord Implementation Acts require that the Board formalize consultative arrangements under Memoranda of Understanding. The Board has had discussions with most relevant agencies and hopes to finalize these Memoranda early in the 1992/93 fiscal year.

The Board appoints one of the members of the Environmental Studies Research Fund Management Board. This Management Board administers the fund which is used to finance environmental and social studies for oil and gas exploration and development activities on frontier lands. The study programs are administered by the federal government and are financed by levies on holders of oil and gas interests on these lands.

Employment and Industrial Benefits

General

The Canada - Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Acts require that the Board must, prior to approval of any development plan or authorization of any work or activity, receive and approve a Canada - Nova Scotia benefits plan unless the requirement is waived by the Board in accordance with the provisions of the Accord legislation.

All benefits plans must provide manufacturers, consultants, contractors and service companies in the Province of Nova Scotia and in other parts of Canada with a full and fair opportunity to participate on a competitive basis in the supply of goods and services used in any proposed work or activity referred to in the benefits plan. In addition, an acceptable benefits plan must address such subjects as office establishment in the province, the promotion of eduction and training, research and development in the province and, of course, employment in the work program for which the plan is being submitted.

In accordance with the legislation, and consistent with the Canadian Charter of Rights and Freedoms, individuals resident in the province shall be given first consideration for training and employment and the same consideration shall be afforded to services provided from within the province and to goods manufactured in the province, where those services and goods are competitive in terms of fair market price, quality and delivery.

Rowan Gorilla III departing Halifax Harbour, November 91, enroute to Panuke, being towed by Secunda Marine Ryan Leet and Magdalen Sea. Secunda Marine Services Limited is located in Dartmouth, Nova Scotia.

Employment and Industrial Benefits

Seismic Programs

The Board received three applications for approval of seismic programs in 1991-1992. The first application, from Nova Scotia Resources (Ventures) Limited, was for approximately 1974 km of 3-D deep reflection seismic. It was conducted in July, 1991 at a total cost of $ 1,511,676 Cdn. with a Canadian content of approximately 92% including Nova Scotian content at approximately 56.5%. Total employment was 15,788 person hours. In July, 1991 Mobil Oil Canada Properties conducted 1273 km of 2-D geophysical work on EL 2354. The total cost of the program was $1,115,369 with a Canadian content of approximately 88%. Total employment was 5328 person hours. LASMO completed a combined 2-D and 3-D program in September, 1991. The 3-D program, comprising 1955 km, was conducted on EL 2100 and 325 kilometres of 2-D work was completed on EL 2352 and EL 2100. The total cost of the combined programs was $1,621,098 with Canadian content of approximately 90.5% including Nova Scotian content of 39.0%. Total employment was 21,087 person hours comprised of approximately 97.6% Canadian content including 8.2% Nova Scotian content..

Cohasset/ Panuke Benefits Plan

LASMO filed a Canada - Nova Scotia Industrial and Employment Benefits Plan with the Board in July, 1990. This document addressed such matters as project demands for goods and services, forecasts for employment and expenditures, economic impact and detailed procurement requirements for equipment, materials, contract services and labour. The Board approved this Benefits Plan, with conditions, in a Benefits Plan Decision Report rendered in September of 1990. As a result of the Decision Report, the Board has subsequently received, from LASMO, a number of reports in response to the conditions set out in the original Benefits Plan Decision Report. In its review of LASMO's Benefits Plan, the Board gave careful consideration to the recommendations of the Cohasset/Panuke Environmental and Socio-Ecnomic Review Commission and also consulted extensively with the energy Ministers and officials from both the Provincial and Federal Governments.

Cohasset Revised Benefits Plan

As a condition for Board consideration of a Revised Development Plan and application, LASMO, on behalf of itself and Nova Scotia Resources (Ventures) Limited submitted on March 6, 1992, for the Board's approval, a Revised Canada - Nova Scotia Industrial and Employment Benefits Plan ("Revised Benefits Plan"). To the extent that the original Canada - Nova Scotia Industrial & Employment Benefits Plan remains unaffected by the changes contained in the Revised Benefits Plan, all terms, conditions, undertakings, and obligations contained in the original Benefits Plan have been incorporated into the revised Benefits Plan by reference and will continue to apply. Subsequent to consultations with the Federal and Nova Scotia Governments on the extent to which the Revised Benefits Plan meets the requirements of the Accord legislation, the Board approved the Revised Benefits Plan, with conditions, in a Benefits Plan Decision Report dated March 26, 1992.

The Revised Benefits Plan presents updated forecasts for employment expenditures by area of origin (i.e. Nova Scotian, Canadian and foreign content). In general, the forecasts for expenditures and employment, by area of origin, are in line with the original Benefits Plan forecasts. Canadian and Nova Scotian content percentages are in line with original projections for the life of the project, with additional benefits to Nova Scotians and other Canadians increasing in proportion to the increases in projected capital and operating expenditures.

Employment and Industrial Benefits

Employment

LASMO has emphasized its commitment, as expressed in the original Benefits Plan, to provide Nova Scotians and other Canadians with a full and fair opportunity to participate on a competitive basis in the supply of goods and services used in the project. The project has created, during the development and construction phases, (1990 - 1991) important employment opportunities for Nova Scotians and other Canadians. Over 824 person years of employment have been created during this phase, with Nova Scotians securing 525 person years or approximately 64% of the opportunities. Other Canadians participated in an additional 197.75 person years or approximately 24% of the generated employment.

Panuke deck J-99 awaiting load at M&M Manufacturing Ltd's Yard in Dartmouth, Nova Scotia, August, 1991.

EMPLOYMENT CONT'D

FIGURE 4 **Cohasset Development Project - Revised Benefits Plan**
Direct Employment Summary: 1990 - 1991 (Person Years)

	Actual Person Years			Years	Years	Years
	1990	1991	Total	N.S.	Other Cdn.	Foreign
Preliminary Studies	41.75	24.75	66.50	42.75	13.50	10.25
Flowlines and Sub. Cable*	3.25	19.00	22.25	6.50	3.50	12.25
Drilling and Completion	0.00	170.25	170.25	149.75	15.00	5.50
CALM Buoy*	0.00	10.50	10.50	4.25	1.25	5.00
Wellhead Jackets	23.75	136.25	160.00	84.75	19.25	56.00
Production Facilities	42.75	352.00	394.75	237.00	145.25	12.50
	111.50	712.75	824.25	525.00	197.75	101.50
				64%	24%	12%

* Does not include labour from foreign fabrication contracts for flowlines, power cable and CALM Buoy.

Labour requirements for the production phase of the project (1992 - 1997) are expected to average slightly over 400 person years annually with Nova Scotians assuming approximately 76% of the positions and other Canadians approximately 14%.

FIGURE 5 **Cohasset Development Project**
Projected Labour Requirements: 1992 - 1997 (Person Years)

LASMO Employees*	1992	1993	1994	1995	1996	1997	Totals
Production and Drilling Operations	65	65	65	65	65	65	390
Project	9	2	0	0	0	0	11
Logistics and Procurement	15	18	18	18	18	18	105
Exploration	5	6	6	6	6	6	35
Management and Administration	35	31	31	31	31	31	190
	129	122	120	120	120	120	731
Contractors							
Production and Drilling Operations	179	169	159	159	159	159	984
Project	35	0	0	0	0	0	35
Logistics	114	114	114	114	114	114	684
Abandonment	0	0	0	0	0	15	15
	328	283	273	273	273	288	1718
Total Projected Work Years	457	405	393	393	393	408	2449

* LASMO Employees include full time, term, and contract employees.

FIGURE 6 **Cohasset Development Project**
Projected Direct Labour By Region: 1992 - 1997
(Person Years)

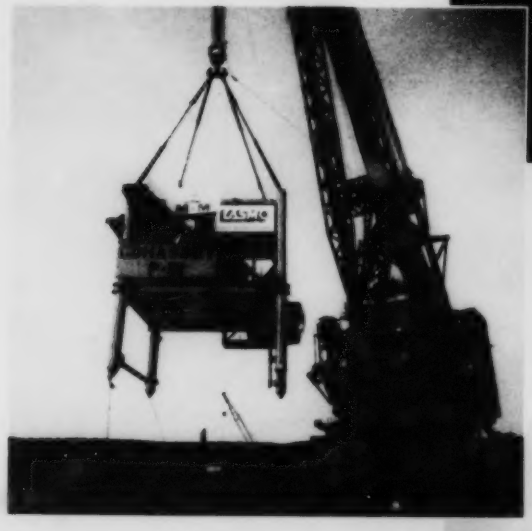
	1992	1993	1994	1995	1996	1997	Totals	Content %
Nova Scotian	319.9	294.4	295.7	308.5	316.4	336.6	1871.5	76.5 %
Other Canadian	80.0	66.8	60.9	52.1	45.2	38.8	343.8	14.0 %
Foreign	57.1	43.7	36.4	32.4	31.4	32.6	233.6	9.5 %
	457.0	404.9	393.0	393.0	393.0	408.0	2448.9	

Employment and Industrial Benefits

Employment Cont'd

As of February 18, 1992 LASMO directly employed 112 persons; 88 being Nova Scotians (78.57%) and 14 being other Canadians (12.5%). Full time positions on the jack-up drilling unit totalled 101 with 97 Nova Scotians, 1 other Canadian and 3 foreign workers. Secunda Marine employed 75 persons on the supply vessels - 55 Nova Scotian and 20 other Canadians. Cougar Helicopters provided jobs for 10 persons; all being Nova Scotians.

Cougar's S-61 at Halifax International Airport, May 1991. Cougar Helicopters Inc., from Waverly, Nova Scotia, is under contract to LASMO Nova Scotia Limited.



Cohasset deck P-51 being loaded on to DB-101 August 1991. This deck was manufactured by M&M Manufacturing Limited, Dartmouth, Nova Scotia.

Piles for anchoring Cohasset and Panuke jackets in place arriving alongside McDermott DB-101 July 1991. These piles were fabricated by Trenton Works Lavalin Ltd., Trenton Nova Scotia.

Employment and Industrial Benefits

Expenditures

The projected distribution of expenditures for the life of project is consistent with estimates of spending by region shown in the original Benefits Plan. Foreign expenses for capital costs are a higher proportion than initially projected, although this is offset by lower than originally estimated foreign content percentages for operating costs. LASMO advises that this is due in part to a shift from operating costs to capital costs of some of the major components of the project which have little or no domestic content. Costs for the fabrication of flowlines and refurbishment of the CALM Buoy, which were initially planned as lease items and accordingly operating costs, are now part of the capital costs thus increasing the proportion of foreign content in capital costs and decreasing foreign operating costs.

The following table compares LASMO's estimate of capital and operating expenditures as presented in the original Benefits Plan with those anticipated in the Revised Benefits Plan. The anticipated expenditures by region are also compared.

FIGURE 7 **Expenditures - Capital and Operating**

Capital Costs

	Original Benefits Plan		Revised Benefits Plan	
Nova Scotia	$60.4 mil.	32-38%	$116.1 mil.	35.5%
Other Canadian Provinces	52.8 mil.	33-36%	60.4 mil.	18.5%
International	46.8 mil.	29-32%	150.6 mil.	46.0%
	$160.0 million		$327.1 million	

Operating Costs*

	Original Benefits Plan		Revised Benefits Plan	
Nova Scotia	$133.0 mil.	32-33%	$216.8 mil.	37.0%
Other Canadian Provinces	29.0 mil.	7%	78.6 mil.	13.4%
International	243.0 mil.	60-61%	290.7 mil.	49.6%
	$405.0 million		$586.1 million	

*These are estimates only and are subject to revision as circumstances require.

Capital & Operating Costs

	Original Benefits Plan		Revised Benefits Plan	
Nova Scotia	$193.0 mil.	32-34%	$332.9 mil.	36.5%
Other Canadian Provinces	82.0 mil.	15%	139.0 mil.	15.2%
International	290.0 mil.	51-53%	441.3 mil.	48.3%
	$565.0 million		$913.2 million	

Reports

During the first fiscal year the Board has received a number of reports from operators in compliance with its Industrial Benefits reporting guidelines. These reports range from employment and expenditure information for geophysical activities to quarterly and annual reports for the Cohasset Project. In addition, a number of special reports have been received in response to the conditions imposed on LASMO pursuant to the Board's Cohasset Benefits Plan Decision Report. The Board has initiated an independent industrial benefits audit on LASMO and Rowan Companies Inc., one of the prime subcontractors. At the time of printing this report the results of the audits were unavailable, however, they will be addressed in future reporting.

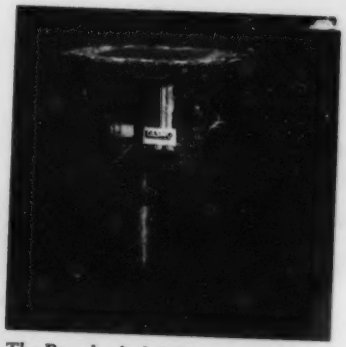
The Cohasset Development Project

Over the past year, much of the Board's activity has again been centered on activities relating to the Cohasset Development Project. The Development Plan for this Project, to be undertaken by LASMO and its partner Nova Scotia Resources (Ventures) Limited, received approval from the Board in August of 1990. The development is proceeding toward projected first oil in early June of 1992.

Major Activities In 1991 - 1992

The major focus over the past year has been the design, construction and installation of the project facilities, and the drilling of the first three development wells, all in the Panuke field. Over the spring and summer of 1991, LASMO drove conductors for five Panuke development wells, set surface casing on four of these and then drilled and cased the first production well PP1. All these operations were conducted through a temporary sea floor template to maintain project schedules. In late July, the Rowan Gorilla III rig was brought into Halifax harbour and over the next three months had the necessary modifications made and equipment installed to convert it to a production/drilling platform.

The McDermott derrick barge DB-101 and the Mighty Servant 1, delivering the Cohasset and Panuke jackets to the Panuke site, July 1991.



The Panuke deck J-99 mated with it's jacket on the Panuke field site, August 1991.

The Cohasset deck P51 mated with it's jacket on the Panuke field site, August 1991.

In July of 1991, the CALM mooring buoy was installed at the site using the sheerlegs barge TAKLIFT IV. In August, the two steel jacket structures were placed in position and piled to the sea floor using the semi submersible crane vessel DB 101. This vessel was also used to transport the platform decks, constructed in Halifax, to the site and install them on top of the jacket structures. In September, the pipeline laying vessel FLEXSERVICE III installed two flexible flowlines and a power cable on the sea floor between the Cohasset and Panuke platforms, and a single flexible flowline between the Cohasset platform and the CALM buoy. The Board reviewed and approved the installation procedures and equipment to be used for all these installation programs.

The Cohasset Development Project

Major Activities In 1991 - 1992 Cont'd

In November of 1991, the ROWAN GORILLA III returned to the Panuke site to continue with development drilling. To date, two additional wells, PP2 and PP3 have been drilled and cased. In conjunction with drilling, LASMO conducted offshore construction and commissioning activities required to complete the decks and production equipment, and make the facilities operational. The Board held extensive discussions with LASMO to ensure that the simultaneous drilling and construction operations could be conducted safely. Currently, drilling operations have been shutdown to concentrate all efforts on completing construction and commissioning activities in time for an early June 1992 start up.

Rowan Gorilla III, drilling the first production well at the Panuke field, May, 1991.

The Cohasset Development Project

Revised Development Plan

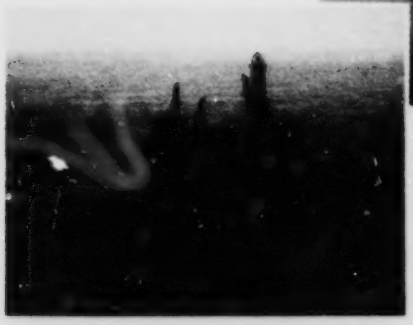
A Revised Development Plan for the Cohasset Project was submitted to the Board by LASMO, for approval, on behalf of itself and its partner, Nova Scotia Resources (Ventures) Limited in March of 1992. The Revised Development Plan was supported by a Revised Canada-Nova Scotia Benefits Plan also submitted for approval. These two plans are intended to replace, when approved, the Development Plan and Benefits Plan for the Cohasset Project which were approved by the Board in August of 1990.

Under the revised plans, LASMO still plans to recover approximately 36% of oil-in-place from the Cohasset and Panuke fields, but oil-in-place estimates for the two fields have increased. This has increased LASMO's estimate of recoverable reserves to 7,584,000 cubic metres (47.7 million bbls). To produce these reserves effectively within the original project time frame, LASMO wishes to drill one additional well in the Cohasset structure and possibly increase the number of wells draining the Panuke structure. As well, an increase in producing rate has been requested up to an average of 6360 cubic metres per day (40,000 bbls). Water injection is to be delayed until the extent of aquifer support can be evaluated. Facilities are unchanged, and oil will be processed as planned through new equipment installed on the deck of the Rowan Gorilla III jack-up rig. Produced oil will be transferred to a storage tanker moored to a buoy nearby, and a shuttle tanker will periodically offload crude oil from the storage tanker for transport to market destinations. The costs of the project have increased to $913 million reflecting actual costs of procured equipment and more refined operating cost projections. Canadian and Nova Scotia content projections are consistent with the approved Benefits Plan. To improve first year cash flow, LASMO now wishes to produce only the Panuke reservoir during the first production season, leaving the production rig next to the Panuke jacket and delaying its move to the Cohasset site until late 1992 or early 1993. As well, LASMO has requested permission to extend the first operating season into November of 1992, based on increased operating capabilities of the export system selected.

Decision Report

The Board approved LASMO's Revised Benefits Plan and Application for a Revised Development Plan and submitted its decision report to the Ministers as required by legislation. This Decision Report incorporated by reference the original Decision Report on the Cohasset Project including all conditions of approval. Several additional conditions were added to ensure that the resource is managed in a prudent manner.

Storage tanker Nordic Appollo in Halifax Harbour, April 1992, awaiting commissioning.



Rowan Gorilla III at the Panuke Field, working over top of Panuke J-99 jacket, March 1992.

Deloitte & Touche

Deloitte & Touche
Chartered Accountants

Suite 204
Royal Bank Tower
202 Brownlow Avenue
P.O. Box 23
Dartmouth, Nova Scotia
B2Y 3Y2

Telephone (902) 468-2000
Telecopier (902) 468-2319

AUDITORS' REPORT

To the Members of
Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board

We have audited the balance sheet of **Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board** as at March 31, 1992, and the statement of revenue and expenditure for the year then ended. These financial statements are the responsibility of the Board. Our responsibility is to express an opinion on these financial statements based on our audit.

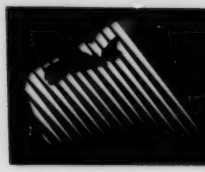
We conducted our audit in accordance with generally accepted auditing standards. Those standards require that we plan and perform an audit to obtain reasonable assurance whether the financial statements are free of material misstatement. An audit includes examining, on a test basis, evidence supporting the amounts and disclosures in the financial statements. An audit also includes assessing the accounting principles used and significant estimates made by management, as well as evaluating the overall financial statement presentation.

In our opinion, these financial statements present fairly, in all material respects, the financial position of the Board as at March 31, 1992, and the results of its operations and the changes in its financial position for the year then ended, in accordance with generally accepted accounting principles.

Deloitte & Touche

April 28, 1992

Chartered Accountants



Financial Statements

Canada–Nova Scotia Offshore Petroleum Board
Notes to the Financial Statements
Year Ended March 31, 1992

1. Purpose of the Organization

The **Canada–Nova Scotia Offshore Petroleum Board** was formed to administer the relevant provisions of the Canada–Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Acts enacted by the Parliament of Canada and the Legislature of Nova Scotia. The Board is funded by both the Federal and Provincial governments with equal contributions.

2. Accounting Policy

The financial statements have been prepared in accordance with generally accepted accounting principles and include the following significant accounting policy .

Equipment

Equipment is charged to operations in the year of acquisition.

3. Deferred Revenue

Operating Grants received in excess of Board expenditures are credited to deferred revenue.

4. Commitment

The Board leases office space under the terms of an operating lease expiring in December 1994, the annual rental for which is approximately $108,000 including estimated common area costs.

5. Tax Exempt Status

The Board is a non-profit organization and is therefore exempt from income tax.

Financial Statements

Canada–Nova Scotia Offshore Petroleum Board

Balance Sheet

As at March 31, 1992

	1992	1991
Assets		
Current		
Cash	$ 167,534	$52,389
Accounts receivable	-	2,015
GST receivable	20,542	-
Prepaid expenses	6,837	5,970
	$194,913	$ 60,374
Liabilities		
Current		
Accounts payable and accrued liabilities	$149,071	$ 47,398
Deferred Revenue (Note 3)	45,842	12,976
	$194,913	$ 60,374

Approved by the Board:

Chairman

Member

Canada–Nova Scotia Offshore Petroleum Board

Statement of Revenue and Expenditure

Year Ended March 31, 1992

		1992	1991
Revenue			
Operating Grants -	Government of Canada	$ 824,038	$ 864,140
	Government of Nova Scotia	824,038	864,140
		1,648,076	1,728,280
Interest		11,817	30,194
		1,659,893	1,758,474
Expenditure			
Personnel		1,063,910	1,110,348
General		158,081	174,847
Premises		205,278	173,500
Public hearings		-	133,789
Travel		60,700	74,241
Equipment		137,470	51,470
Board		34,454	40,279
		1,659,893	1,758,474
Excess of Revenue Over Expenditure		$ - -	$ - -

Canada – Nova Scotia Offshore Petroleum Board

Board Members

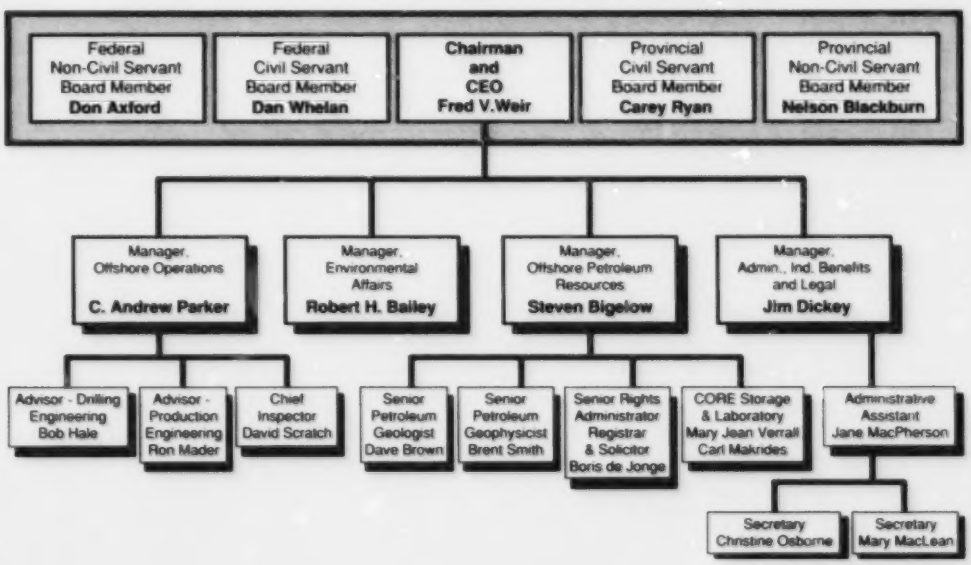
Fred V. Weir	Chairman of the Board
D. W. Don Axford	Board Member
P. Carey Ryan	Board Member
E. A. Nelson Blackburn	Board Member
Daniel R. Whelan	Board Member

Senior Staff

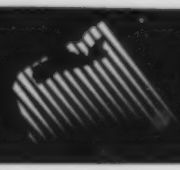
Fred V. Weir	Chief Executive Officer
J.E. (Jim) Dickey, LL.B.,	Manager, Administration, Industrial Benefits, Legal, Secretary of the Board
C. Andrew Parker, P. Eng.,	Manager, Offshore Operations
S.F. (Steve) Bigelow, B. Eng.,	Manager, Offshore Petroleum Resources
R. H. (Bob) Bailey, Ph.D.	Manager, Environmental Affairs

Organizational Chart

Canada – Nova Scotia Offshore Petroleum Board



Significant Discoveries Offshore Nova Scotia



Appendix I

Name of Well	Latitude Longitude	Drilling Unit	Spudded/ Terminated	Status/ Results	Total Depth (Metres)
Shell Onondaga E-84	43°43'16"N 60°13'17"W	Sedneth I	01-09-69 01-11-69	P & A Gas	3,988
Mobil-Tetco Sable Island E-48	43°57'20"N 60°07'24"W	Peter Bawden Rig No. 14	28-05-71 15-10-71	P & A Gas, Oil & Condensate	3,603
Shell Primrose N-50	43°59'48"N 59°06'52"W	Sedco H	14-03-72 21-04-72	P & A Gas, Oil & Condensate	1,714
Mobil Tetco Thebaud P-84	43°53'60"N 60°12'19"W	Sedco H	08-07-72 13-10-72	P & A Gas & Condensate	4,115
Mobil Tetco Cohasset D-42	43°51'07"N 60°37'14"W	Sedco J	27-04-73 16-07-73	P & A Oil	4,274
Mobil-Tetco-Texaco Citnalta I-59	44°08'43"N 59°37'32"W	Sedco J	04-02-74 29-04-74	P & A Gas & Condensate	4,575
Texaco-Shell Intrepid L-80	43°49'36"N 59°56'44"W	Sedco J	18-05-74 15-08-74	P & A Gas & Condensate	4,162
Mobil Tetco Pex Venture D-23	44°02'15"N 59°34'25"W	Gulftide	28-11-78 16-06-79	P & S Gas & Condensate	4,945
Petro Canada et al Banquereau C-21	44°01'08"N 58°34'00"W	Bow Drill I	02-12-81 01-08-82	P & A Gas & Condensate	4,991
Mobil Texaco Pex Olympia A-12	44°01'03"N 59°46'44"W	Zapata Scotian	23-04-82 10-01-83	P & A Gas & Condensate	6,064
Mobil Texaco Pex South Venture O-59	43°58'53"N 59°38'08"W	Rowan Juneau	29-04-82 03-01-83	P & S Gas & Condensate	6,176
Mobil et al Arcadia J-16	44°05'44"N 59°31'58"W	Zapata Scotian	27-01-83 19-07-83	P & A Gas & Condensate	6,005
Shell Petro Canada et al Glenelg J-48	43°37'39"N 60°06'25"W	Sedco 709	22-02-83 07-11-83	P & A Gas & Condensate	5,253
Shell Petro Canada et al Uniacke G-72	44°11'29"N 59°41'10"W	Vinland	09-05-83 04-04-84	P & A Gas & Condensate	5,735
Shell PCI et al Alma F-67	43°36'18"N 60°39'57"W	Sedco 709	02-12-83 05-07-84	P & A Gas & Condensate	5,054
Huskey Bow Valley et al Chebucto K-90	43°39'25"N 59°42'44"W	Bow Drill II	06-01-84 03-08-84	P & A Gas & Condensate	5,234
Mobil et al West Venture N-91	44°00'46"N 59°44'27"W	Zapata Scotian	19-04-84 04-08-85	P & A Gas & Condensate	5,547
Mobil et al West Venture C-62	44°01'03"N 59°40'01"W	Rowan Juneau	19-05-84 14-03-85	P & A Gas & Condensate	5,522
Mobil et al West Olympia O-51	44°00'48"N 59°53'04"W	Rowan Gorilla I	23-06-85 09-11-85	P & A Gas & Condensate	4,816
Shell PCI et al North Triumph G-43	43°42'19"N 59°51'23"W	Sedco 709	26-09-85 31-01-86	P & A Gas & Condensate	4,504
Shell PCI et al Panuke B-90	43°49'12"N 60°42'35"W	Vinland	06-08-86 23-09-86	P & A Oil	3,425
Mobil et al South Sable B-44	43°53'06"N 59°51'41"W	Rowan Gorilla I	27-03-88 08-07-88	P & A Gas & Condensate	5,208

Directory of Offshore Wells

Appendix II

The wells are arranged by "Spud Date"
Data current to 31 March, 1992

ABBREVIATIONS

RT	Rotary Table
KB	Kelly Bushing
GL	Ground Level
P&A	Plugged & Abandoned
P&S	Plugged & Suspended

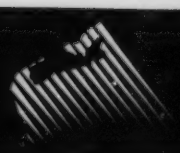
WELL SYMBOLS

- Plugged and Abandoned
- Significant Gas
- Gas Show
- Significant Oil
- Oil Show
- Significant Oil and Gas
- Oil and Gas Show

	Well Name	Latitude Longitude	Drilling Unit	Spud Date Rig Release	RT Elevations Water Depth Metres (feet)	Total Depth in Metres (feet) Well Status	
1	Mobil Sable Island C-67	43°56'04.9" 59°55'01.4"	Bawden Rig 18	67-06-07 68-01-02	8.2 (26.9) KB 3.9 (12.8) GL	4604.3 (15,106) P&A	◇
2	Shell Onondaga E-84	43°43'16.14" 60°13'17.41"	Sedneth 1	69-09-01 69-11-11	25.9 (85) 57.9 (190)	3988.3 (13,085) P&A	☼
3	Shell Oneida O-25	43°14'57.36" 61°33'36.49"	Sedneth 1	69-11-16 70-02-10	25.9 (85) 82.3 (270)	4119.9 (13,516.7) P&A	◇
4	Shell Naskapi N-30	43°29'46.78" 62°33'59.54"	Sedneth 1	70-02-16 70-03-19	26 (85.3) 95.1 (312)	2205.2 (7,235) P&A	◇
5	Shell Mic Mac J-77	44°36'42.81" 59°26'10.86"	Sedneth 1	70-03-25 70-05-24	26 (85.3) 62.8 (206)	3886.2 (12,750) P&A	◈
6	Shell Mohawk B-93	42°42'10.52" 64°43'53.50"	Sedco H	70-05-03 70-05-23	31.4 (103) 117 (383.9)	2126 (6,975) P&A	◇
7	Shell Mississauga H-54	44°23'20.39" 59°22'47.56"	Sedneth 1	70-05-26 70-07-20	25.9 (85) 102.1 (335)	4202.3 (13,787) P&A	◇
8	Shell Abenaki L-57	44°16'34.49" 59°53'39.64"	Sedco H	70-05-28 70-07-06	31.4 (103) 108.8 (359)	2178.4 (7,147) P&A	◇
9	Shell Onondaga O-95	43°44'48.09" 60°13'52.60"	Sedco H	70-07-09 70-08-16	31.4 (103) 53.9 (176.8)	3314.4 (10,874) P&A	☼
10	Shell Huron P-96	44°35'47.10" 58°28'50.63"	Sedneth 1	70-07-22 70-08-27	25.9 (85) 57.9 (190)	3018.4 (9,903) P&A	◇
11	Shell Iroquois J-17	44°26'31.37" 59°47'12.28"	Sedco H	70-08-18 70-09-06	31.4 (103) 59.4 (194.9)	2086.4 (6,845) P&A	◇
12	Shell Mic Mac H-86	44°35'27.72" 59°27'03.12"	Sedneth 1	70-08-31 70-12-02	25.9 (85) 54.3 (178.1)	4785.4 (15,700) P&A	◇
13	Shell Cree E-35	43°44'20.70" 60°35'55.89"	Sedco H	70-09-08 70-11-03	31.4 (103) 53.3 (174.9)	3983.7 (13,070) P&A	☼
14	Shell Wyandot E-53	44°52'20.70" 59°23'54.05"	Sedco H	70-11-07 70-12-14	31.4 (103) 121 (397)	3049.5 (10,005) P&A	◈
15	Shell Abenaki J-56	44°15'44.95" 59°53'03.22"	Sedneth 1	70-12-04 71-03-13	25.9 (85) 106.7 (350)	4569.3 (14,991) P&A	◇
16	Shell Argo F-38	45°27'23.22" 58°50'24.34"	Sedco H	70-12-17 71-02-19	31.4 (103) 71.6 (234.9)	3386.3 (11,110) P&A	◇
17	Shell Fox I-22	45°21'33.60" 59°33'16.00"	Sedco H	71-02-20 71-03-03	31.4 (103) 83.8 (274.9)	829.7 (2,722) P&A	◇
18	Mobil-Tetco Esperanto K-78	44°47'31.26" 58°11'19.24"	Sedco H	71-03-09 71-04-24	31.4 (103) 68.8 (225.1)	3540.3 (11,615) P&A	◇

APPENDIX II CONT'D

19	Shell Erie D-26	44°55'03.52" 59°34'29.82"	Sedneth 1	71-03-16 71-04-11	25.9 (85) 98.1 (321.9)	2375.9 (7,795) P&A	✦
20	Shell Crow F-52	45°21'24.23" 59°08'22.73"	Sedneth 1	71-04-12 71-04-27	25.9 (85) 94.5 (310)	1506.6 (4,943) P&A	✧
21	Mobil Tetco Dauntless D-35	44°44'08.26" 57°20'46.64"	Sedco H	71-04-26 71-07-16	31.4 (103) 69.2 (227)	4741.2 (15,555) P&A	✧
22	Shell Sauk A-57	44°16'05.70" 58°37'44.41"	Sedneth 1	71-04-30 71-07-10	25.9 (85) 60 (196.9)	4575 (15,010) P&A	✧
23	Mobil-Tecto Sable Island E-48	43°57'20.35" 60°07'24.44"	Bawden Rig 14	71-05-28 71-10-15	6.4 (21) KB 0 (0) GL	3602.7 (11,820) P&A	✸
24	Shell Chippewa L-75	44°34'35.87" 58°41'50.54"	Sedneth 1	71-07-12 71-08-12	24.7 (81) 67.7 (222.1)	2125.9 (6,975) P&A	✧
25	Shell Onondaga F-75	43°44'17.84" 60°11'36.25"	Sedco H	71-07-28 71-09-07	31.4 (103) 56.4 (185)	3890.8 (12,765) P&A	✧
26	Shell Triumph P-50	43°39'51.62" 59°51'02.36"	Sedneth 1	71-08-04 71-10-10	25.9 (85) 90.2 (295.9)	4595.4 (15,077) P&A	✡
27	Shell Eurydice P-36	45°25'47.30" 60°04'46.97"	Sedco H	71-09-15 71-10-24	29.9 (98.1) 164.6 (540)	2965.1 (9,728) P&A	✧
28	Shell Chippewa G-67	44°36'20.50" 58°39'44.62"	Sedco H	71-10-28 71-12-18	29.9 (98.1) 70.1 (230)	3669.8 (12,040) P&A	✧
29	Mobil-Tecto Sable Island O-47	43°56'56.70" 60°06'38.08"	Bawden Rig 14	71-12-13 72-07-01	7 (23) KB 1.8 (5.9) GL	4198.6 (13,775) P&A	✡
30	Shell Mohican I-100	42°59'39.04" 62°28'51.32"	Sedco H	71-12-27 72-03-10	29.9 (98.1) 153.3 (503)	4393.4 (14,414) P&A	✧
31	Shell Marmora C-34	43°43'13.79" 60°05'21.93"	Sedneth 1	72-01-15 72-03-31	25.9 (85) 57.6 (189)	4037.9 (13,248) P&A	✡
32	Shell Primrose N-50	43°59'48.43" 59°06'51.63"	Sedco H	72-03-14 72-04-21	29.9 (98.1) 90.8 (298)	1713.6 (5,622) P&A	✸
33	Shell-Mobil-Tetco Eagle D-21	43°50'06.73" 59°34'09.21"	Sedco H	72-04-22 72-07-02	29.9 (98.1) 51.2 (168)	4660.4 (15,290) P&A	✡
34	Mobil-Tetco Sable Island 1-H-58	43°57'27" 60°07'37"	Bawden Rig 9	72-06-03 72-08-27	10.7 (35.1) KB 1.8 (5.9) GL	3039.2 (9,971) P&A	✸
35	Mobil-Tetco-Thebaud P-84	43°53'59.53" 60°12'19.34"	Sedco H	72-07-08 72-10-13	28.6 (93.8) 25.9 (85)	4114.8 (13,500) P&A	✡
36	Mobil-Tetco Sable Island 2-H-58	43°57'27.14" 60°07'37.73"	Bawden Rig 9	72-10-06 72-12-31	10.6 (34.8) KB 1.8 (5.9) GL	2758.4 (9,050) P&A	✸
37	Shell Primrose A-41	44°00'05.68" 59°06'18.26"	Sedco H	72-10-15 73-01-27	29.9 (98.1) 109.7 (359.9)	3616.5 (11,865) P&A	✡
38	Mobil-Tetco Sable Island 3-H-58	43°57'27.20" 60°07'37.80"	Bawden Rig 9	73-01-01 73-03-21	10.6 (34.8) KB 1.8 (5.9) GL	3739.9 (12,270) P&A	✸
39	Mobil-Tetco Bluenose G-47	44°06'20.79" 59°21'27.35"	Sedco J	73-01-25 73-04-25	29.9 (98.1) 81.4 (267.1)	4587.2 (15,050) P&A	✡
40	Shell Primrose F-41	44°00'29.55" 59°07'06.52"	Sedco H	73-01-30 73-03-05	29.9 (98.1) 68.6 (225.1)	2592.3 (8,505) P&A	✡
41	Shell Marmora P-35	43°44'59.36" 60°04'47.58"	Sedco H	73-03-06 73-04-21	29.9 (98.1) 53.3 (174.9)	4092.9 (13,428) P&A	✧

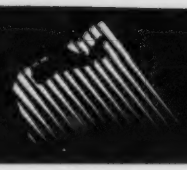


APPENDIX II CONT'D

42	Mobil-Tetco Sable Island 4-H-58	43°57'27.20" 60°07'37.80"	Bawden Rig 9	73-03-22 73-08-11	10.6 (34.8) KB 1.8 (5.9) GL	4519.3 (14,827) P&A	
43	Shell Tuscarora D-61	44°40'10.35" 58°55'10.85"	Sedco H	73-04-23 73-06-02	29.9 (98.1) 78.9 (258.9)	3939.5 (12,925) P&A	
44	Mobil-Tetco Cohasset D-42	43°51'06.52" 60°37'13.89"	Sedco J	73-04-27 73-07-16	31.4 (103) 41.1 (135)	4427.2 (14,525) P&A	
45	Shell Amoco Cap Rouge F-52	47°11'20.29" 61°08'15.32"	Sedco H	73-06-08 73-09-03	31.1 (102) 56.7 (186)	4932.3 (16,182) P&A	
46	Mobil-Tetco Sable Island 5-H-58	43°57'27.20" 60°07'37.80"	Bawden Rig 9	73-08-15 73-09-18	10.6 (34.8) KB 1.8 (5.9) GL	2478 (8,130) P&A	
47	Mobil-Tetco Sable Island 6-H-58	43°57'27.20" 60°07'37.80"	Bawden Rig 9	73-09-22 73-10-18	10.6 (34.8) KB 1.8 (5.9) GL	2355.2 (7,727) P&A	
48	Union et al Shell Ojibwa E-07	43°46'20.44" 61°46'14.42"	Sedco H	74-02-04 74-02-28	29.9 (98.1) 75.6 (248)	2329.6 (7,643) P&A	
49	Mobil-Tetco-Texaco Citnalta I-59	44°08'42.58" 59°37'32.11"	Sedco J	74-02-04 74-04-29	29.9 (98.1) 94.5 (310)	4575 (15,010) P&A	
50	Shell Demascota G-32	43°41'27.20" 60°49'54.00"	Sedco H	74-03-01 74-05-20	29.9 (98.1) 54.3 (178.1)	4672.3 (15,329) P&A	
51	Texaco-Shell Intrepid L-80	43°49'35.78" 59°56'43.82"	Sedco J	74-05-18 74-08-15	31.4 (103) 43.6 (143)	4162 (13,655) P&A	
52	Union et al Sambro I-29	43°38'35.04" 62°48'17.04"	Sedco H	74-05-23 74-06-27	29.9 (98.1) 193.5 (634.8)	3069.6 (10,071) P&A	
53	Union et al Jason C-20	45°29'05.45" 58°32'28.27"	Sedco H	74-07-03 74-07-22	29.9 (98.1) 112.8 (370. 1)	2482.9 (8,146) P&A	
54	Union et al Hercules G-15	45°34'20.65" 58°47'13.06"	Sedco H	74-07-23 74-08-01	29.9 (98.1) 115.8 (379.9)	1081.1 (3,547) P&A	
55	Murphy et al North Sydney P-05	46°34'46.24" 59°45'01.65"	Sedco H	74-08-10 74-09-07	29.9 (98.1) 62.8 (206)	1,660.9 (5,449) P&A	
56	Union et al Montagnais I-94	42°53'40.71" 64°13'46.51"	Sedco H	74-09-12 74-09-29	29.9 (98.1) 112.8 (370.1)	1645.9 (5,400) P&A	
57	Mobil-Tetco-Gulf Adventure F-80	45°19'27.54" 57°56'22.80"	Sedco J	75-01-13 75-02-22	29.9 (98.1) 98.9 (324.1)	1999.2 (6,559) P&A	
58	Mobil-Texaco Sachem D-76	44°35'09.22" 57°41'58.29"	Sedco J	75-05-17 75-07-30	29.9 (98.1) 58.5 (191.9)	4878.6 (16,006) P&A	
59	Shell Onondaga B-96	43°45'08.23" 60°14'09.63"	Sedco H	76-01-12 76-03-21	29.9 (98.1) 60.4 (198.2)	3757.6 (12,328) P&A	
60	Petro-Canada Shell Mic Mac D-89	44°38'08.86" 59°28'18.93"	Sedco H	76-03-26 76-05-04	29.9 (98.1) 85.3 (279.9)	3216.4 (10,552) P&A	
61	Petro-Canada Mobil Hesper I-52	44°41'40.33" 57°52'32.24"	Sedco H	76-05-08 76-06-05	29.9 (98.1) 42.1 (138.1)	2804.2 (9,200) P&A	
62	Shell et al North Sydney F-24	46°33'23.12" 59°48'45.47"	Sedco H	76-06-09 76-06-14	29.9 (98.1) 59.7 (195.9)	1706.8 (5,600) P&A	
63	Petro-Canada-Shell Penobscot L-30	44°09'43.55" 60°04'09.33"	Sedco H	76-07-18 76-09-23	29.9 (98.1) 137.5 (451.1)	4267.2 (14,000) P&A	
64	Petro-Canada-Shell Wenonah J-75	43°34'34.43" 60°26'13.72"	Sedco H	76-09-26 76-11-15	29.9 (98.1) 66.7 (218.8)	3669.8 (12,040) P&A	

APPENDIX II CONT'D

65	Petro-Canada-Shell Moheida P-15	43°04'56.31" 62°16'44.32"	Sedco H	76-11-18 77-02-15	29.9 (98.1) 111.9 (367.1)	4297.7 (14,100) P&A	◇
66	Shell-Petro-Canada Penobscot B-41	44°10'02.44" 60°06'34.50"	Sedco H	77-02-18 77-03-30	29.9 (98.1) 117.9 (386.8)	3444.2 (11,300) P&A	◇
67	Mobil-Tetco-PEX Migrant N-20	43°59'56.24" 60°17'18.23"	Gulftide	77-07-29 78-01-23	26.1 (85.6) 13.7 (44.9)	4668.7 (15,317) P&A	✡
68	Mobil-Tetco-PEX Thebaud I-94	43°53'43.67" 60°13'38.13"	Gulftide	78-02-26 78-07-03	29.9 (98.1) 28 (91.9)	3962.3 (13,000) P&A	✡
69	Chevron-PEX-Shell Acadia K-62	42°51'42.54" 61°55'00.21"	Ben Ocean Lancer	78-04-11 78-08-02	12.8 (42) 866.2 (2841.9)	5286.1 (17,343) P&A	◇
70	Mobil-Tetco-PEX Cohasset P-42	43°51'48.23" 60°36'16.62"	Gulftide	78-06-09 78-07-10	30.5 (100.1) 34.1 (111.9)	2590.8 (8,500) P&A	◇
71	Mobil-Tetco-PEX Cohasset L-97	43°56'37.19" 60°29'58.55"	Gulftide	78-07-13 78-11-13	30.5 (100.1) 21.6 (70.9)	4871.9 (15,984) P&A	◇
72	Mobil-Texaco-PEX Venture D-23	44°02'15.00" 59°34'21.00"	Gulftide	78-11-28 79-06-16	31.71 (104) 20.1 (65.9)	4945 (16,224) P&S	✡
73	Mobil et al Venture B-13	44°02'11.61" 59°32'03.54"	Rowan Juneau	80-08-17 81-06-06	33.8 (110.9) 24.7 (81)	5368 (17,611) P&S	✡
74	Mobil et al Venture B-43	44°01'45.01" 59°37'21.03"	Rowan Juneau	81-07-06 82-04-25	33.8 (110.9) 20.4 (66.9)	5872 (19,265) P&S	✡
75	Petro-Canada et al Banquereau C-21	44°10'07.52" 58°34'00.24"	Bow Drill I	81-12-02 82-08-01	27 (88.6) 83 (272.3)	4991 (16,374) P&A	✡
76	Mobil et al Olympia A-12	44°01'03.27" 59°46'44.09"	Zapata Scotian	82-04-23 83-01-10	38.1 (125) 39.9 (130.9)	6064 (19,895) P&S	✡
77	Mobil et al South Venture O-59	43°58'52.83" 59°38'08.49"	Rowan Juneau	82-04-29 83-01-02	35.4 (116.1) 24.4 (80.1)	6176 (20,262) P&A	✡
78	Petro-Canada et al Banquereau I-13	44°12'33.16" 58°31'49.38"	Bow Drill I	82-08-02 82-12-27	27.0 (88.6) 97.3 (319.2)	5188 (17,021) P&A	◇
79	Petro-Canada et al West Esperanto B-78	44°47'03.40" 58°26'11.22"	SDS Vinland	82-08-22 83-05-05	23.3 (76.4) 91.1 (298.9)	5703 (18,711) P&A	◇
80	Shell et al Shubenacadie H-100	42°49'28.43" 61°28'42.81"	Sedco 709	82-11-05 83-02-12	24.1 (79.1) 1475 (4,839.2)	4200 (13,780) P&A	◇
81	Mobil et al Bluenose 2G-47	44°06'22.30" 59°21'23.05"	John Shaw	82-12-30 83-09-05	24.4 (80.1) 85.3 (279.9)	5797 (19,019) P&A	◇
82	Mobil et al Venture B-52	44°01'12.88" 59°38'07.76"	Rowan Juneau	83-01-19 83-10-27	34 (111.5) 19.5 (65)	5960 (19,554) P&A	✡
83	Mobil et al Arcadia J-16	44°05'43.58" 59°31'58.19"	Zapata Scotian	83-01-27 83-07-19	38.1 (125) 55.5 (182.1)	6005 (19,701) P&A	✡
84	Petro-Canada et al SW Banquereau F-34	44°03'15.63" 58°50'21.60"	Bow Drill I	83-02-20 83-08-30	24.9 (81.7) 113.7 (373)	6309 (20,699) P&A	✡
85	Shell Petro-Can et al Glenelg J-48	43°37'39.00" 60°06'25.44"	Sedco 709	83-02-22 83-11-07	24 (78.7) 83.7 (274.6)	5148 (16,890) P&A	✡
86	Shell-Petro Can et al Uniacke G-72	44°11'29.17" 59°41'09.75"	SDS Vinland	83-05-09 84-04-04	23.5 (77.1) 152.9 (501.6)	5735 (18,815) P&A	✡
87	Mobil et al Venture H-22	44°01'24.10" 59°33'06.10"	Zapata Scotian	83-07-26 84-04-16	38.1 (125) 24 (78.7)	5944 (19,501) P&A	✡



APPENDIX II CONT'D

88	Husky/Bow Valley et al Glooscap C-63	43°12'09.85" 62°09'56.75"	Bow Drill 2	83-08-07 84-01-03	22.9 (75.1) 99 (324.8)	4542 (14,902) P&A	◇
89	Petro-Canada et al St. Paul P-91	47°10'57.88" 60°13'36.83"	Bow Drill 1	83-09-02 83-12-31	24.9 (81.7) 173.9 (570.5)	2885 (9,465) P&A	◇
90	Home Oil et al Louisbourg J-47	44°26'43.08" 58°21'26.02"	Glomar Labrador 1	83-11-25 84-10-13	38.2 (125.3) 63.1 (207)	6043 (19,826) P&A	☼
91	Shell-Petro-Can et al Alma F-67	43°36'18.49" 60°39'56.49"	Sedco 709	83-12-02 84-07-05	24 (78.7) 68 (155.7)	5054 (16,581) P&A	☼
92	Husky/Bow Valley Chebucto K-90	43°39'44.74" 59°42'52.05"	Bow Drill 2	84-01-06 84-08-02	22.8 (74.8) 109 (357.6)	5235 (17,175) P&A	☼
93	Husky/Bow Valley et al South Griffin J-13	44°22'39.89" 58°01'55.20"	Rowan Gorilla I	84-01-08 84-08-20	39.6 (129.9) 63.4 (208)	5911 (19,393) P&A	◇
94	Petro-Canada et al Bonnet P-23	42°22'48.64" 65°03'01.89"	Bow Drill 1	84-01-14 84-04-04	25 (82) 133.5 (438)	4336 (14,226) P&A	◇
95	Husky/Bow Valley Evangeline H-98 (re-entered Well)	43°17'26.85" 60°58'50.60"	Bow Drill 3 Bow Drill 2	84-03-27 84-06-16 84-08-08 84-11-01	21.6 (70.9) 174 (570.9) 22.5 (73.8) 174 (570.9)	3365 (11,040) 5044 (16,549) P&A	◇
96	Shell-Petro-Can et al S. Desbarres O-76	44°05'56.07" 59°58'58.02"	SDS Vinland	84-04-17 84-10-13	23.7 (77.8) 69 (226.4)	6039 (19,813) P&A	◇
97	Petro-Can et al Dover A-43	44°22'09.02" 60°06'09.28"	Bow Drill 1	84-04-17 84-07-10	25 (82) 116 (380.6)	4525 (14,846) P&A	◇
98	Mobil et al West Venture N-91	44°00'45.82" 59°44'27.33"	Zapata Scotian	84-04-19 85-07-07	39.3 (128.9) 38.1 (125)	5547 (18,199) P&A	☼
99	Mobil et al West Venture C-62	44°01'02.78" 59°40'00.25"	Rowan Juneau	84-05-19 85-03-23	33.8 (110.9) 16.5 (54.1)	5522 (18,117) P&A	☼
100	Shell PCI et al Glenelg E-58 and E-58A*	43°37'17.20" 60°08'56.10"	Sedco 709	84-07-07 84-10-20	24 (787) 79 (259.2)	4192 (13,753) P&A	☼
101	Bow Valley/Husky et al Hesper P-52	44°41'50.95" 57°52'47.72"	Rowan Gorilla I	84-08-22 85-05-01	40.5 (132.9) 44.5 (146)	5679 (15,632) P&A	◇
102	Mobil et al West Venture B-92	44°01'08.51" 59°43'59.68"	Glomar Labrador 1	84-10-24 84-12-13	37 (121.4) 42 (137.8)	722 (2,369) P&A	◇
103	Shell-Petro-Can et al Glenelg H-38	43°37'19.33" 60°04'48.61"	Sedco 709	84-10-26 85-01-26	24.1 (79.1) 89.3 (293)	4865 (15,961) P&A	◇
104	Petro-Can-Texaco et al Albatross B-13	42°41'10.67" 63°02'11.83"	Sedco 710	84-12-12 85-03-28	24 (78.7) 1341 (4,399.6)	4046 (13,274) P&A	◇
105	Home Oil et al Citadel H-52	44°11'25.07" 58°52'39.87"	Glomar Labrador 1	84-12-18 85-05-31	38.3 (125.7) 65.3 (214.2)	5666 (18,589) P&A	◇
106	Mobil et al West Venture N-01	44°00'58.80" 59°45'51.69"	Rowan Gorilla 3	85-01-20 85-06-30	38.1 (12.5) 40.1 (131.6)	3632 (11,916) P&A	◇
107	Shell PCI et al Alma K-85	43°34'44.6" 60°43'01.7"	Sedco 709	85-01-29 85-04-10	24 (78.7) 68 (223.1)	3602 (11,817) P&A	☼
108	Mobil et al Thebaud I-93	43°52'44.4" 60°13'50.9"	Rowan Juneau	85-03-27 85-09-30	37 (121.4) 31 (102)	5166 (16,949) P&A	☼
109	Petro-Can et al Shelburne G-29	42°38'26.87" 63°33'33.46"	Sedco 710	85-03-31 85-04-06	25 (82) 1123 (3,684.4)	4005 (13,140) P&A	◇

* *derviation from original E-58*

APPENDIX II CONT'D

110	Shell PCI et al Peskowesk A-99	44°28'13.84" 58°58'40.98"	Sedco 706	84-04-22 85-06-13	27.5 (90.2) 62 (203.4)	4024 (13,202) P&A	✧
111	Shell PCI et al Kegeshook G-67	44°06'32.69" 60°24'34.09"	Glomar Labrador 1	85-06-11 85-07-30	24 (787) 62 (203.4)	3540 (11,614) P&A	✧
112	Shell PCI et al Merigomish C-52	43°31'02.65" 67°38'33.76"	Sedco 706	85-06-15 85-08-12	27.5 (90.2) 75 (246.1)	3950 (12,959) P&A	✧
113	Mobil et al West Olympia O-51	44°00'47.48" 59°53'03.92"	Rowan Gorilla 1	85-06-23 85-11-09	38 (124.6) 39 (127.9)	4816 (15,800) P&A	✡
114	Shell PCI et al North Triumph G-43	43°42'19.06" 59°51'22.02"	Sedco 709	85-09-26 86-02-01	24.0 (78.7) 73.6 (241.5)	4504 (14,777) P&A	✡
115	Petro-Canada et al Cohasset A-52	43°51'08.07" 60°37'43.38"	Rowan Gorilla I	85-12-20 86-03-27	40.0 (131.2) 36.0 (118.1)	2847 (9,340) P&S	●
116	Shell PCI et al North Triumph B-52	43°41'02.44" 59°52'57.04"	John Shaw	86-01-24 86-03-29	22 (72.2) 83 (272.3)	3960 (12,992) P&A	✡
117	PCI et al Tantallon M-41	43°50'55.99" 58°22'24.38"	Sedco 709	86-02-15 86-04-18	24 (78.7) 1516 (4,974)	5602 (18,379) P&A	✧
118	Mobil et al Thebaud C-74	43°53'05.34" 60°11'35.62"	Rowan Gorilla 1	86-03-29 86-09-26	36 (118) 30 (97)	5150 (16,896) P&A	✡
119	Husky/Bow Valley et al W. Chebucto K-20	43°39'44.60" 50°47'32.40"	Bow Drill 2	86-04-05 86-08-11	22.8 (74.8) 93.6 (307.1)	5369 (17,614) P&A	✡
120	Shell et al Glenelg N-49	43°38'59.30" 60°07'01.88"	SDS Vinland	86-06-01 86-08-04	23.2 (76.1) 72.3 (237.2)	4040 (13,254) P&A	✡
121	Shell/PCI et al Panuke B-90	43°49'12.29" 60°42'35.52"	SDS Vinland	86-08-06 86-09-24	23 (75.4) 47 (154.1)	3445 (11,302) P&A	●
122	Canterra et al Whycocomagh N-90	43°39'51.00" 60°28'04.00"	Sedco 710	87-04-02 87-05-26	24.1 (79) 62.7 (205.7)	3535 (11,597) P&A	✧
123	Petro-Canada et al Como P-21	43°50'45.00" 60°48'17.00"	Rowan Gorilla 1	87-05-15 87-07-01	40.2 (132) 39 (127)	3540 (11,614) P&A	✧
124	Petro-Canada et al Panuke F-99	43°48'26.8" 60°44'34.7"	Rowan Gorilla 1	87-07-02 87-08-25	85.3 (279) 45.1 (148)	2507 (8,225) P&S	●
125	Mobil et al South Sable B-44	43°53'06.1" 59°51'41.1"	Rowan Gorilla 1	88-03-27 88-07-08	80.4 (264) 35.9 (118)	5208 (17,086) P&A	✡
126	LASMO NSR(V)L Lawrence D-14	43°53'4.79" 60°32'51.85"	Rowan Gorilla III	91-01-14 91-02-24	40 (131.2) 30 (98.4)	2850 (9350) P&A	✧
127	LASMO NSR(V)L Balmoral M-32	43°51'54.89" 60°35'46.65"	Rowan Gorilla III	91-02-26 91-04-09	40.6 (133.2) 34 (111.5)	2525 (8284) P&S	●
128	LASMO NS(V)RL Panuke PP1	43°48'40.00" 60°44'00.00"	Rowan GorillaIII	91-05-11 91-07-02	39.6 (129.9) 44.0 (144.36)	3024 (9921.74) P&S	●
129	LASMO NS(V)RL Panuke PP3	43°48'40.00" 60°44'00.00"	Rowan GorillaIII	91-07-02 91-09-09 92-01-06 92-01-27	47.2 (144.36) 44.0 (144.36)	2685 (9909.1) P&S	●
130	LASMO NS(V)RL Panuke PP2	43°48'40.00" 60°44'00.00"	Rowan GorillaIII	91-07-19 91-07-23 91-12-15 92-01-04	47.2 (154.86) 44.0 (144.36)	2435 (7989.2) P&S	●

INTEREST NUMBER INTEREST TYPE	2100 EL	2120 A SDL	2120 B SDL	2120 C SDL	2121 SDL	2254 SDL	2255 A SDL	2255 B SDL	2255 C SDL	2255 D SDL
AREA (hectares)	24,948	1,116	1,860	2,226	5,595	10,388	5,565	742	1,484	2,976
INTEREST HOLDERS and SHARES (%)										
(Note : Bold number denotes representative)										
A T & S Exploration Ltd.								9.00	9.00	
Bow Valley Industries Ltd.										
Canadian Roxy Petroleum Ltd.										
Canalands Energy Corporation										
Christianson Pipe Ltd.										
Conwest Exploration Company Limited										
Esso Resources (1989) Limited		15.00	15.00			18.00	18.00	9.00	9.00	18.00
Esso Resources Canada Limited										
Husky Oil Operations Ltd.		12.75	6.50	2.50						6.30
L. K. Resources Ltd.										
Landmark Corporation										
LASMO Nova Scotia Limited	**50.00**									
McClocklin Exploration Ltd.										
Mobil Oil Canada Properties		29.75	29.75			**42.00**	**42.00**	**42.00**	**42.00**	**35.70**
Nova Scotia Resources (Ventures) Limited	50.00	1.25	1.25	2.50		10.00	10.00	10.00	10.00	10.00
Pembina Resources Limited										
Petro-Canada		22.50	22.50	45.00		30.00	30.00	30.00	30.00	30.00
Petroventures Resources Ltd.										
Polaris Petroleums Ltd.										
Scotia Energy Resources Ltd.										
Shell Canada Limited		**18.75**	**25.00**	**50.00**	**100.00**					
Trillium Exploration Corporation										
Universal Explorations Ltd.										

INTEREST NUMBER INTEREST TYPE	2255E SDL	2255 F SDL	2255 G SDL	2255 H SDL	2255 L SDL	2255 M SDL	2255 N SDL	2255 P SDL	2255 Q SDL	2255 R SDL
AREA (hectares)	2,226	1,274	5,050	1,488	371	5,979	687	4,440	2,597	3,339
INTEREST HOLDERS and SHARES (%) (Note : Bold number denotes representative)										
A T & S Exploration Ltd.									9.00	
Bow Valley Industries Ltd.										
Canadian Roxy Petroleum Ltd.										
Canalands Energy Corporation										
Christianson Pipe Ltd.										
Conwest Exploration Company Limited										
Esso Resources (1989) Limited					18.00	18.00	18.00	18.00	9.00	18.00
Esso Resources Canada Limited										
Husky Oil Operations Ltd.	15.00		9.00				6.30	6.30		
L. K. Resources Ltd.										
Landmark Corporation										
LASMO Nova Scotia Limited				24.50						
McClocklin Exploration Ltd.										
Mobil Oil Canada Properties	**85.00**	**60.00**	**51.00**	**51.00**	**42.00**	**42.00**	**35.70**	**35.70**	**42.00**	**42.00**
Nova Scotia Resources (Ventures) Limited		10.00	10.00	24.50	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00
Pembina Resources Limited										
Petro-Canada		30.00	30.00		30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00
Petroventures Resources Ltd.										
Polaris Petroleums Ltd.										
Scotia Energy Resources Ltd.										
Shell Canada Limited										
Trillium Exploration Corporation										
Universal Explorations Ltd.										

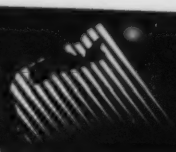
INTEREST NUMBER INTEREST TYPE	2259 SDL	2269 SDL	2276 A SDL	2276 B SDL	2276 C SDL	2277 A SDL	2277 B SDL	2283 A SDL	2283 B SDL	2283 C SDL
AREA (hectares)	4,810	746	3,357	5,968	1,119	8,219	374	1,488	3,710	372
INTEREST HOLDERS and SHARES (%) (Note : Bold number denotes representative)										
A T & S Exploration Ltd.										
Bow Valley Industries Ltd.	5.00	37.50								
Canadian Roxy Petroleum Ltd.	4.00									
Canalands Energy Corporation	0.40									
Christianson Pipe Ltd.	0.24									
Conwest Exploration Company Limited	1.00									
Esso Resources (1989) Limited								18.00	12.60	
Esso Resources Canada Limited	2.00									
Husky Oil Operations Ltd.	35.00	**37.50**	15.00	32.50	15.00	15.00	31.25			9.00
L. K. Resources Ltd.	1.20									
Landmark Corporation		12.50								
LASMO Nova Scotia Limited										
McClocklin Exploration Ltd.	0.16									
Mobil Oil Canada Properties								**42.00**	**47.40**	**51.00**
Nova Scotia Resources (Ventures) Limited			2.50	7.50	2.50	2.50	7.50	10.00	10.00	10.00
Pembina Resources Limited	2.00									
Petro-Canada	**40.00**		45.00	22.50	45.00	45.00	23.75	30.00	30.00	30.00
Petroventures Resources Ltd.	2.00									
Polaris Petroleums Ltd.	3.00									
Scotia Energy Resources Ltd.		12.50								
Shell Canada Limited			**37.50**	**37.50**	**37.50**	**37.50**	**37.50**			
Trillium Exploration Corporation										
Universal Explorations Ltd.	4.00									

Interest Summary
Effective March 31, 1992

Appendix III
Cont'd

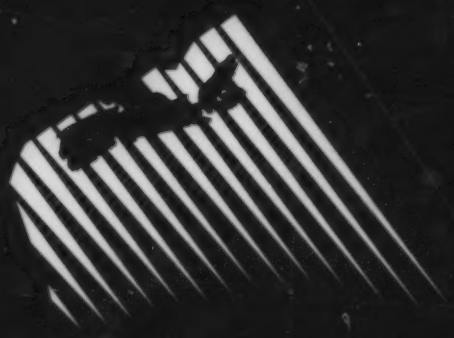
INTEREST NUMBER		2286	2298	2299 A	2352	2353	2354	2901	2902
INTEREST TYPE		SDL	SDL	SDL	EL	EL	EL	PL	PL
AREA (hectares)		4,103	4,440	5,968	26,392	18,500	55,755	1,488	4,836
INTEREST HOLDERS and SHARES (%)									
(Note : Bold number denotes representative)									
A T & S Exploration Ltd.									
Bow Valley Industries Ltd.									
Canadian Roxy Petroleum Ltd.									
Canalands Energy Corporation		37.50							
Christianson Pipe Ltd.									
Conwest Exploration Company Limited									
Esso Resources (1989) Limited									
Esso Resources Canada Limited									
Husky Oil Operations Ltd.									
L. K. Resources Ltd.									
Landmark Corporation									
LASMO Nova Scotia Limited		**37.50**	15.00	15.00					
McClocklin Exploration Ltd.		12.50							
Mobil Oil Canada Properties									
Nova Scotia Resources (Ventures) Limited					**50.00**				
Pembina Resources Limited								**50.00**	**50.00**
Petro-Canada			2.50	2.50	50.00	**100.00**	**25.00**		
Petroventures Resources Ltd.							25.00	50.00	50.00
Polaris Petroleums Ltd.			42.00	45.00					
Scotia Energy Resources Ltd.							25.00		
Shell Canada Limited									
Trillium Exploration Corporation		12.50							
Universal Explorations Ltd.			**37.50**	**37.50**					
			3.00				25.00		

Interest Summary
Effective March 31, 1992



Appendix III
Cont'd

INTEREST NUMBER INTEREST TYPE	Net Area EL's	Net Area SDL's	Net Area PL's
AREA (hectares)	125,595 (Total)	104,077 (Total)	6,324 (Total)
INTEREST HOLDERS and SHARES (%) (Note : Bold number denotes representative)			
A T & S Exploration Ltd.		434	
Bow Valley Industries Ltd.		2,059	
Canadian Roxy Petroleum Ltd.		192	
Canalands Energy Corporation		19	
Christianson Pipe Ltd.		12	
Conwest Exploration Company Limited		48	
Esso Resources (1989) Limited		7,690	
Esso Resources Canada Limited		96	
Husky Oil Operations Ltd.		10,675	
L. K. Resources Ltd.		58	
Landmark Corporation		606	
LASMO Nova Scotia Limited	25,670	365	3,162
McClocklin Exploration Ltd.		8	
Mobil Oil Canada Properties	13,939	25,138	
Nova Scotia Resources (Ventures) Limited	58,109	6,557	3,162
Pembina Resources Limited		96	
Petro-Canada	13,939	30,429	
Petroventures Resources Ltd.		96	
Polaris Petroleums Ltd.		144	
Scotia Energy Resources Ltd.		606	
Shell Canada Limited	13,939	18,424	
Trillium Exploration Corporation		133	
Universal Explorations Ltd.		192	



L'OFFICE CANADA - NOUVELLE - ÉCOSSE DES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS

RAPPORT ANNUEL

1991 – 1992

CANADA – NOVA SCOTIA OFFSHORE PETROLEUM BOARD
6th Floor TD Centre 1791 Barrington Street Halifax Nova Scotia B3J 3K9 Tel 902 422-5588 Fax 902-422-1799

Le 22 juin 1992

L'honorable Jake Epp, conseiller privé, député
Ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources
Gouvernement du Canada

L'honorable John G. Leefe
Ministre des Ressources naturelles
Province de la Nouvelle-Écosse

Messieurs les ministres,

Conformément aux stipulations de la Loi de mise en oeuvre de l'Accord Canada - Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers, les membres de l'Office Canada - Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers ont le plaisir de vous soumettre le rapport annuel, y compris les états financiers de l'Office, pour l'exercice se terminant le 31 mars 1992.

J'ai l'honneur de vous soumettre le présent rapport.

Fred V. Weir
Président de l'Office

Donald W. Axford
Membre de l'Office

Daniel R. Whelan
Membre de l'Office

E.A. Nelson Blackburn
Membre de l'Office

P. Carey Ryan
Membre de l'Office

TABLE DES MATIÈRES

Rapport du président et directeur général 5

L'Office 7

Gestion des droits 9

Ressources pétrolières 17

Sécurité de l'exploitation et sécurité du travail 19

Environnement 21

Emploi et retombées économiques 23

Le projet de développement Cohasset 29

États financiers 33

Office Canada - Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers 37

Annexe I: Découvertes importantes au large de la Nouvelle-Écosse 39

Annexe II: Répertoire des puits extracôtiers 38

Annexe III: Sommaire des intérêts 44

Figure 1 - Zone de responsabilité de l'Office 8

Figure 2 - Droits sur le pétrole extracôtier 12

Figure 3a - Intérêts actifs - Zone Ile de Sable ouest 14

Figure 3b - Intérêts actifs - Zone Ile de Sable centrale 15

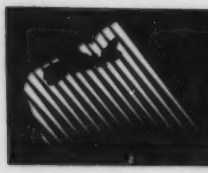
Figure 3c - Intérêts actifs - Zone Ile de Sable est 16

Figure 4 - Sommaire de la main-d'oeuvre directe: 1990 - 1991(Personnes-années) 26

Figure 5 - Main-d'oeuvre prévue: 1992 - 1997 (Personnes-années) 26

Figure 6 - Main-d'oeuvre directe prévue par région: 1992 - 1997 (Personnes-années) . 26

Figure 7 - Dépenses en immobilisations et frais d'exploitation 28



RAPPORT DU PRÉSIDENT ET DIRECTEUR GÉNÉRAL

Fred V. Weir,
Président et administrateur en chef

Au nom de l'Office, j'ai le plaisir de présenter le troisième rapport annuel de l'Office Canada - Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers. Ce rapport couvre nos activités pour l'exercice allant du 1er avril 1991 au 31 mars 1992.

Le 1er avril 1991, l'Office a émis les premières licences de production dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse. Elles furent accordées à LASMO Nova Scotia Limitée (LASMO) et à Nova Scotia Resources (Ventures) Limitée pour les gisements de Cohasset et de Panuke.

Au cours du présent exercice, l'accent a porté principalement sur le développement en cours du projet pétrolier extracôtier Cohasset/Panuke (maintenant appelé Cohasset). L'exploitant, LASMO, avec son associé à 50 %, Nova Scotia Resources (Ventures) Limitée, a déclaré que la production pourrait être initiée au début de juin 1992. À cette fin, l'Office s'assure que toutes les conditions mentionnées aux rapports décisionnels sur le plan de mise en valeur et sur le plan de retombées économiques ont été remplies et que toutes les mesures de sécurité et de protection de l'environnement sont en vigueur avant d'émettre un autorisation d'exploitation.

Le 28 février 1992, au nom de Nova Scotia Resources (Ventures) Limitée et en son propre nom, LASMO a remis à l'Office un plan d'exploitation révisé pour le projet Cohasset. Un plan de retombées économiques révisé était aussi exigé et il fut soumis le 6 mars 1992.

Le plus important changement au plan de mise en valeur original portait sur le plan de mise en valeur à l'effet de laisser la plate-forme de forage et de production Rowan Gorilla III au gisement Panuke pendant la première saison d'exploitation en 1992. Après cette période, on propose de déménager la plate-forme au gisement Cohasset, selon le plan original, pour qu'elle y demeure jusqu'à la conclusion du projet. L'Office a approuvé le plan de retombées économiques révisé et le plan de mise en valeur révisé aux séances du 26 mars 1992 et du 2 avril 1992.

Une des principales responsabilités de l'Office est d'évaluer et de surveiller les programmes de retombées économiques et en matière d'emploi découlant des activités extracôtières. Au cours de l'exercice 1991 - 1992, il y a eu plusieurs rencontres avec LASMO pour réviser les bénéfices relatifs à la main-d'oeuvre et à la part des dépenses en immobilisations à la charge du Canada dans le cadre du projet Cohasset. Plus de 824 personnes-années de main-d'oeuvre furent créées au cours des phases de développement et de construction (1990 - 1991) dont 64 % étaient néo-écossaises et 24 % d'ailleurs au Canada. On prévoit maintenant que les dépenses en immobilisations du projet s'élèveront à 327 millions de dollars. LASMO estime que 35,5 % des dépenses (116,1 millions $) s'effectueront en Nouvelle-Écosse et 18,5 % (60,4 millions $) dans d'autres provinces.

Un des aspects les plus positifs du projet Cohasset est l'effort déployé par LASMO et l'industrie de la pêche pour en arriver à un plan mutuellement acceptable quant aux procédés d'indemnisation pour les pêcheurs lésés par les exploitations extracôtières. Cet effort découle d'une condition consignée au rapport décisionnel de l'Office de 1990 qui exigeait que LASMO consulte l'industrie de la pêche pour arrêter son plan d'indemnisation. De plus, LASMO et le monde de la pêche ont travaillé de concert pour en arriver à une entente acceptable selon laquelle les pêcheurs surveilleront les effets de l'exploitation extracôtière sur les pêcheries. Ces deux efforts auront possiblement des répercussions sur les normes à établir entre les exploitants de gisements pétroliers extracôtiers et l'industrie de la pêche.

RAPPORT DU PRÉSIDENT ET DIRECTEUR GÉNÉRAL

En plus du respect des lois actuelles, l'Office exige le respect de certains projets de loi ayant trait à la sécurité avant de donner son assentiment à l'autorisation d'exploiter Cohasset. Les gouvernements de la Nouvelle-Écosse et du Canada sont en voie d'amender la loi sur l'Accord en y insérant des dispositions en matière de sécurité à la suite de l'enquête sur le naufrage de l'Ocean Ranger. Ces dispositions exigeront, entre autres, que toute installation ait un certificat de conformité émis par un organisme reconnu en la matière. Le certificat doit confirmer que l'installation est apte pour les fins visées et conforme à la réglementation afférente. Les exploitants devront aussi produire une déclaration mentionnant que les installations sont adaptées à l'usage prévu et que la formation du personnel est suffisante.

De plus, l'Office contrôle le développement du régime de sécurité dans la Mer du Nord à la suite de l'enquête sur la perte de la plate-forme d'exploitation Piper Alpha. Ce nouveau régime met l'accent sur l'évaluation officielle de la sécurité. L'évaluation doit prouver que l'exploitation extracôtière peut procéder en sécurité à la suite de l'évaluation du système de gestion de la sécurité de l'exploitant, des risques majeurs et de la compétence du personnel à protéger et à évacuer en cas d'urgence grave. Avant le début de l'exploitation, LASMO sera assujetti à une évaluation officielle de la sécurité dans le cadre du projet Cohasset; celle-ci sera ensuite approuvée par l'Office.

Au cours de la dernière année, l'Office a instauré un système d'immatriculation public pour tous les intérêts administrés par ce dernier. Il a fallu préparer des extraits qui résument, entre autres, l'historique des changements de propriétaires de chaque intérêt. Non seulement ces renseignements sont-ils nécessaires pour des fins administratives, mais un système d'immatriculation juridique est essentiel pour le développement de la ressource. La situation des droits de propriété des intérêts, telle qu'elle figure au registre, est résumée à l'annexe III.

Les protocoles d'accord entre l'Office et les divers ministères et organismes des gouvernements provinciaux et du gouvernement fédéral servent de base à la coordination des responsabilités extracôtières de l'Office et de ces ministères et organismes. Ce procédé tente d'éliminer le plus possible les duplications de services. L'Office joue le rôle de coordinateur ou d'agent principal pour aider l'industrie dans ses démarches avec le gouvernement. Jusqu'ici, des protocoles d'accord ont été conclus avec le ministère du Travail de la Nouvelle-Écosse et la Commission géologique du Canada. Des ententes sont en voie de négociations avec la Garde côtière canadienne, Environnement Canada, le ministère des Pêcheries et Océans et en matière de retombées économiques, avec le ministère du Développement économique de la Nouvelle-Écosse et le ministère fédéral de l'Énergie, des Mines et des Ressources.

Au cours du présent exercice, l'Office a approuvé trois demandes pour effectuer des programmes de sismique au large de la Nouvelle-Écosse. Ces demandes provenaient de Nova Scotia Resources (Ventures) Limitée, de Mobil Oil Canada Properties et de LASMO. En tout, 5527 km de nouveaux programme de sismique ont été effectués par ces trois sociétés.

Les sections subséquentes du présent rapport annuel donnent un aperçu plus détaillé des activités de l'Office au cours de l'exercice 1991 - 1992. Conformément aux stipulations de la Loi de mise en oeuvre de l'Accord, nous avons inclus les états financiers et le rapport du vérificateur sur les activités de l'Office pour l'exercice terminé le 31 mars 1992.

Fred. E. Weir
Président et administrateur en chef

L'Office

L'Office a été constitué à la suite de la proclamation de la Loi de mise en oeuvre de l'Accord Canada - Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers par le gouvernement du Canada et la Loi de mise en oeuvre de l'Accord Canada - Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers (Nouvelle-Écosse) par la province de la Nouvelle-Écosse (Lois de mise en oeuvre). Les lois de mise en oeuvre ont donné un statut légal aux principes établis dans l'Accord Canada - Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers de 1986 (l'Accord).

Conformément aux principes de l'Accord, l'Office a été constitué en tant qu'organe indépendant pour gérer les ressources pétrolières de la région extracôtière de la Nouvelle-Écosse pour le compte des gouvernements fédéral et provincial. L'Office est habilité à prendre des décisions concernant les activités pétrolières au large de la Nouvelle-Écosse. De telles décisions portent sur les questions ayant trait à la conservation des ressources extracôtières de pétrole et de gaz, la conduite sécuritaire de l'exploration, les activités d'exploitation et de production, la main-d'oeuvre et les retombées économiques ainsi que la protection de l'environnement. Dans le cas de décisions fondamentales,telles que l'approbation de l'approche d'ensemble à l'exploitation sur le terrain, le plan de retombées économiques d'une exploitation ou les conditions d'une licence de production, les ministres de l'énergie respectifs ont le pouvoir d'exercer un droit de veto à l'égard de certaines décisions de l'Office, comme il est stipulé dans les Lois de mise en oeuvre.

L'Office est composé de cinq membres qui sont nommés pour des mandats d'une durée déterminée. Le gouvernement de la Nouvelle-Écosse a nommé deux membres, dont un fonctionnaire. Le gouvernement du Canada a fait de même. Le cinquième membre de l'Office, le président, a été nommé conjointement par les deux gouvernements.

Debout:
Daniel R. Whelan,
Membre de la Commission;
D.W. (Don) Axford.
Membre de la Commission;
P.Carey Ryan,
Membre de la Commission;
J.E. (Jim) Dickey,
Secrétaire de la Commission;
Assis:
Fred V. Weir,
président et administrateur en chef;
E.A. Nelson Blackburn,
Membre de la Commission.

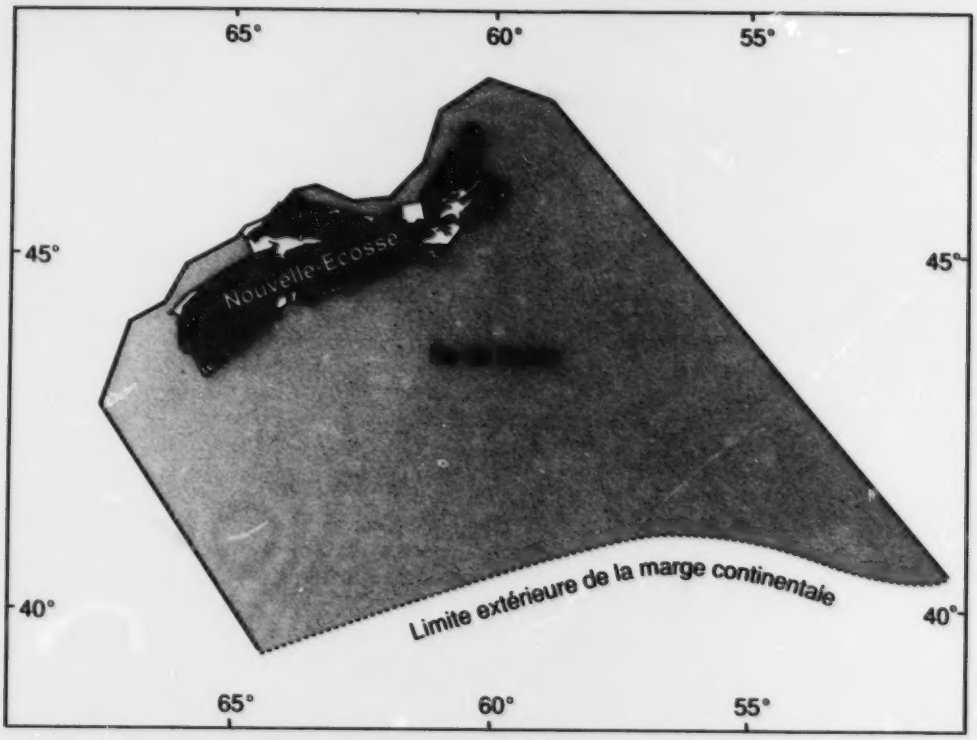
En date du 6 janvier 1990, le gouvernement de la Nouvelle-Écosse a nommé P. Carey Ryan en tant que membre fonctionnaire ainsi que E.A. Nelson Blackburn. À la même date, le gouvernement fédéral a nommé Daniel R. Whelan en tant que membre fonctionnaire ainsi que D.W. (Don) Axford.

Fred V. Weir a été nommé président et directeur général. En tant que chef de la direction, il est responsable de la gestion quotidienne de l'Office et des treize membres de son personnel; leur nombre passera à quinze le 1er avril 1992, date à laquelle l'Office deviendra entièrement responsable du stockage central et du laboratoire.

Le 6 janvier 1990, l'Office a assumé l'entière responsabilité de la réglementation des activités extracôtières en Nouvelle-Écosse. Au cours du dernier exercice, l'Office a tenu neuf réunions dont deux conférences téléphoniques.

Zone de responsabilité de l'Office

Figure 1



Limite de la zone extracôtière

DÉSIGNATION DES INTÉRÊTS

Conformément aux Lois de mise en oeuvre, les accords d'exploration qui étaient en vigueur en vertu de lois précédentes sont reconduites soit sous forme de permis de prospection, soit sous forme d'attestations de découverte importante. Toutefois, contrairement aux accords d'exploration et aux permis de prospection, les attestations de découverte importante ne peuvent être détenues qu'en parts indivises. Les accords d'exploration étant considérées comme des attestations de découvertes importantes, l'Office a donc décidé que lorsque les parts des anciens accords d'exploration étaient détenus en regard de diverses parcelles de terres couvertes par l'accord d'exploration, chaque parcelle détenue en propriété distincte sera comptée comme attestation distincte de découverte importante.

Des attestations distinctes de découverte importante sont aussi émises quand les terres d'une accord d'exploration antérieure couvrent plus d'un périmètre de découverte importante. Ce procédé permet aux détenteurs d'intérêt de traiter toute terre dans un périmètre de découverte importante donnée indépendamment des terres dans d'autres périmètres de découverte importantes qui auraient été incluses originalement au la même accord d'exploration.

Pour éviter qu'il y ait confusion avec des intérêts précédents, l'Office a attribué de nouveaux numéros à ces permis de prospection et à ces attestations de découverte importante. Ces intérêts et ces nouveaux repères d'identification figurent en regard des plans parcellaires illustrés aux figures 3a, 3b et 3c.

SYSTÈME D'IMMATRICULATION

Un système d'immatriculation public a été mis sur pied pour tous les intérêts administrés par l'Office et des sommaires ont été préparés pour résumer, entre autres, l'historique des changements de propriétaires de chaque intérêt. On peut se procurer des sommaires ou des copies conformes de documents immatriculés auprès de l'agent d'immatriculation.

L'annexe III résume les droits de propriété des intérêts tels qu'ils figurent au registre.

GESTION DES DROITS

PERMIS DE PROSPECTION

L'ancien accord d'exploration nº 235 a été rescindée le 28 octobre 1991. Les permis de prospection suivantes demeurent en vigueur:

PP 2100

Détenteurs:	LASMO Nova Scotia Limitée (50 %) Nova Scotia Resources (Ventures) Limitée (50 %)
Date d'entrée en vigueur:	Le 1er octobre 1990
Date d'expiration:	Le 30 septembre 1993 (1e période) Le 30 septembre 1996 (2e période)
Soumission de dépenses:	2 600 000 $
Dépôt original:	650 000 $
Solde du dépôt:	650 000 $
Surface:	24 948 hectares

PP 2352 (autrefois AE 352)

Détenteurs:	LASMO Nova Scotia Limitée (50 %) Nova Scotia Resources (Ventures) Limitée (50 %)
Date d'entrée en vigueur:	Le 1er octobre 1989
Date d'expiration:	Le 30 septembre 1992 (1e période) Le 30 septembre 1995 (2e période) (Note: Le permis a été validé pour la 2e période à la suite de forages effectués au début de 1991)
Soumission de dépenses:	13 300 000 $
Dépôt original:	3 325 000 $
Solde du dépôt:	Aucun (engagement tenu par forage)
Surface:	26 392 hectares

PP 2353 (autrefois AE 353)

Détenteurs:	Nova Scotia Resources (Ventures) Limitée (100 %)
Date d'entrée en vigueur:	Le 1er octobre 1989
Date d'expiration:	Le 30 septembre 1992 (1e période) Le 30 septembre 1995 (2e période)
Soumission de dépenses:	1 300 000 $
Dépôt original:	325 000 $
Solde du dépôt:	Aucun (engagement tenu par travaux de sismique)
Surface:	18 500 hectares

PP 2354 (autrefois AE 354)

Détenteurs:	Mobil Oil Canada Properties (25 %) Nova Scotia Resources (Ventures) Limitée (25 %) Petro-Canada (25 %) Shell Canada Limitée (25 %)
Date d'entrée en vigueur:	Le 1er octobre 1989
Date d'expiration:	Le 30 septembre 1992 (1e période) Le 30 septembre 1995 (2e période)
Soumission de dépenses:	5 047 867,43 $
Dépôt original:	1 261 966,86 $
Solde du dépôt:	1 261 966,86 $
Surface:	55 755 hectares

GESTION DES DROITS

LICENCES DE PRODUCTION

Le 1er avril 1991, l'Office a délivré les premières licences de production dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse. Il s'agissait des licences LP 2901 (incluant la zone de découverte commerciale Cohasset) et LP 2902 (incluant la zone de découverte commerciale Panuke). Les deux licences furent délivrées à parts égales à LASMO Nova Scotia Limitée et Nova Scotia Resources (Ventures) Limitée. Conformément à la loi, ces licences demeureront en vigueur pendant 25 ans et, après cette période, tant et aussi longtemps qu'il y aura production sur une base commerciale.

LP 2901 ne comprend pas les zones au-dessous de la base du Crétacé qui demeurent sous une attestation de découverte importante (ADI 2255H).

PERMIS D'EXPLORATION

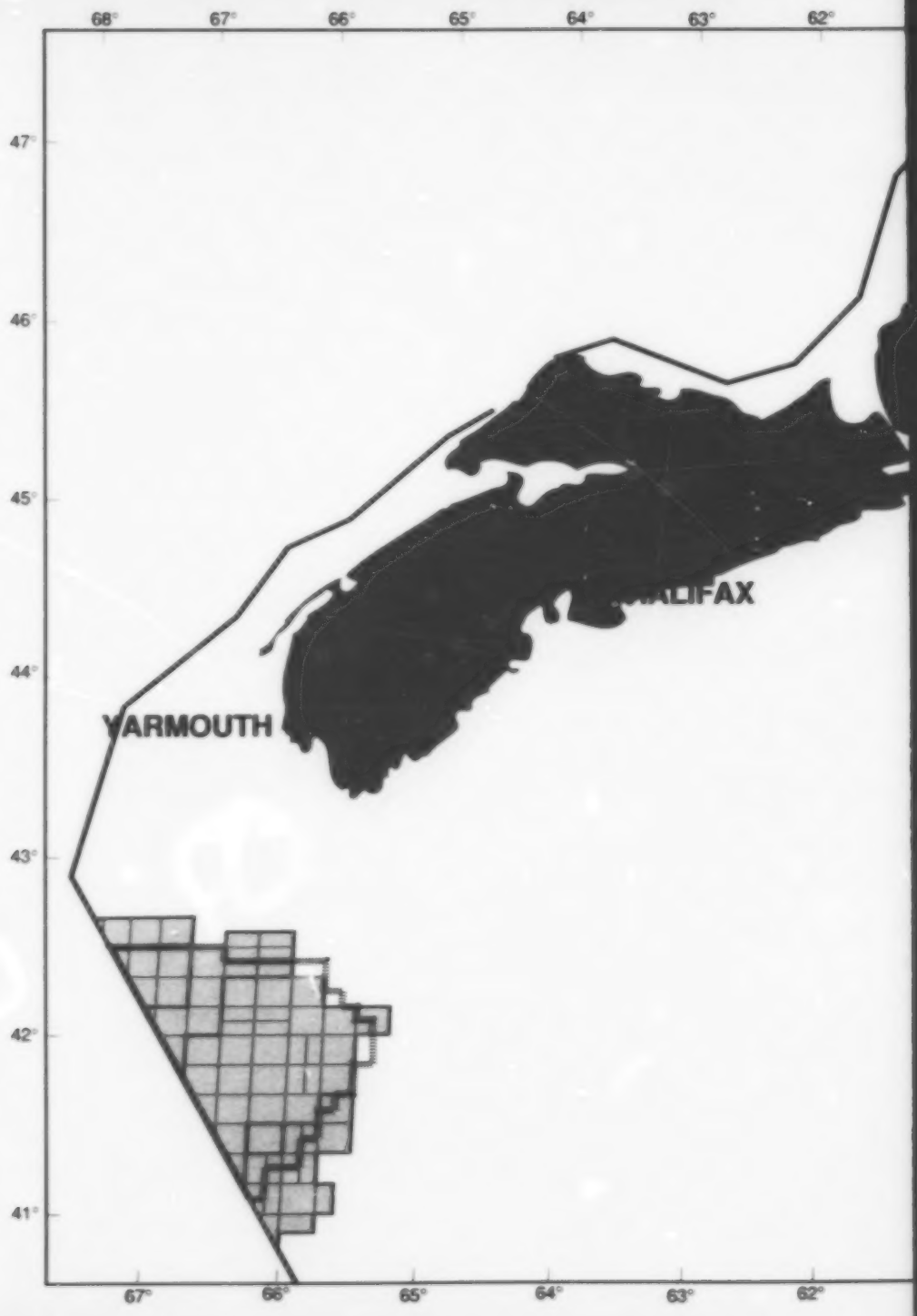
Certain permis d'exploration délivrés dans le cadre des Règlements sur les terres pétrolières et gazières du Canada sont encore en vigueur. Ces permis sont en deux blocs situés dans les régions sud-ouest et nord-ouest de la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse, tel que l'illustre la figure 2. Les terres couvertes par le bloc sud-ouest appartiennent pour la plupart à la zone de moratoire du Banc Georges. La législation interdit toute activité d'exploration dans cette zone avant le 2 janvier 2000 (les gouvernements fédéral et provincial pourront interdire les activités pour une autre période subséquente). Les activités sont également suspendues sur les terres couvertes par le bloc nord-est à la suite de litige avec la France à propos de l'étendue de sa juridiction autour des îles de Saint-Pierre et Miquelon. Cette question a été soumise à l'arbitrage et devrait, dans un avenir proche, faire l'objet d'une décision qui délimitera une fois pour toutes l'étendue de la juridiction française. Ces permis seront remplacés par des permis de prospection, comme il est stipulé dans la législation, si les activités sont de nouveau autorisées dans ces deux zones.

DÉSIGNATION DE TERRES

En 1992, l'Office n'a pas arrêté de dates particulières pour la soumission des désignations de terres qui seront considérées dans les appels d'offres. Des terres peuvent faire l'objet de désignation en tout temps au cours de l'année.

DROITS
SUR LE PÉTROLE EXTRACÔTIER

FIGURE 2



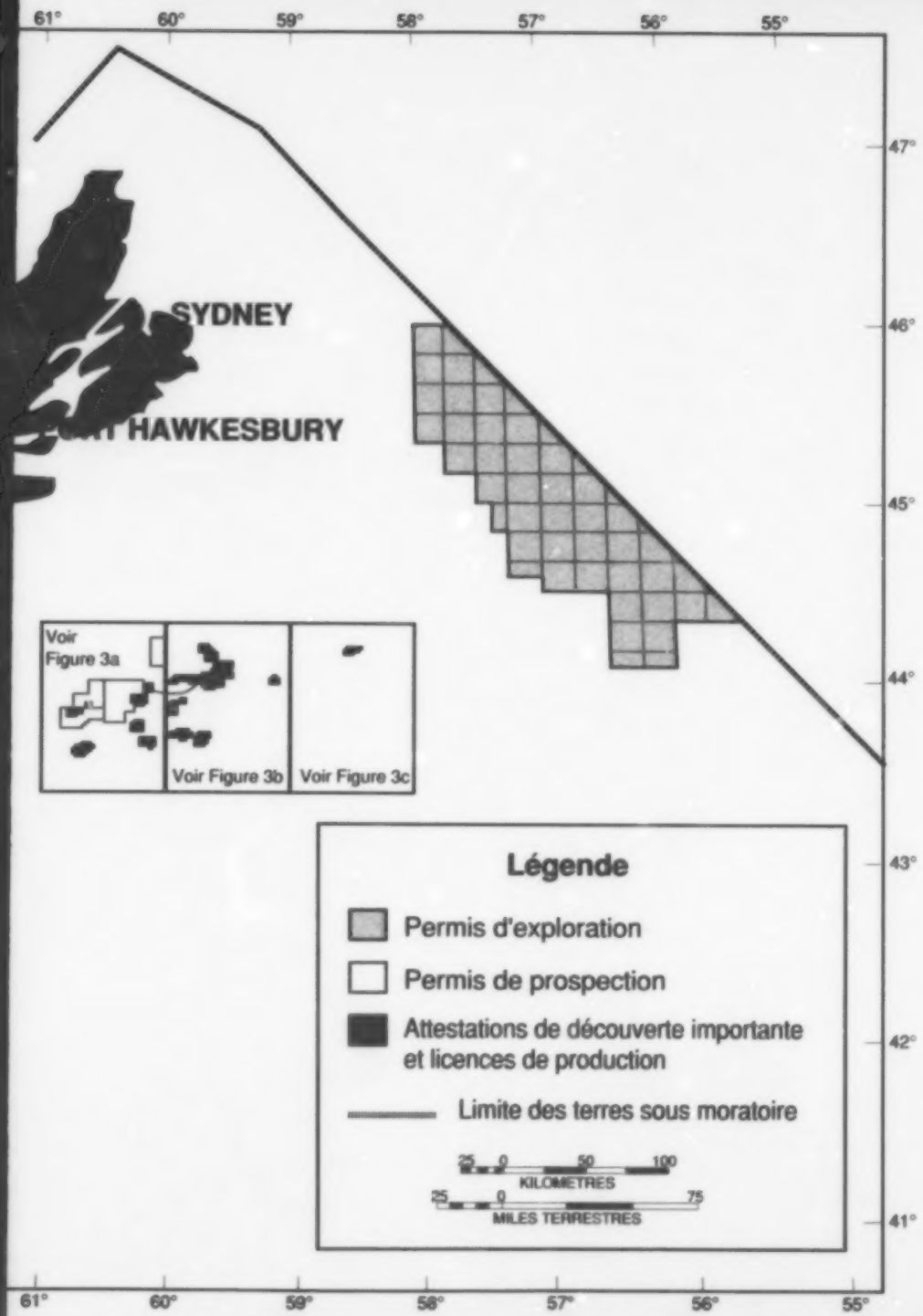
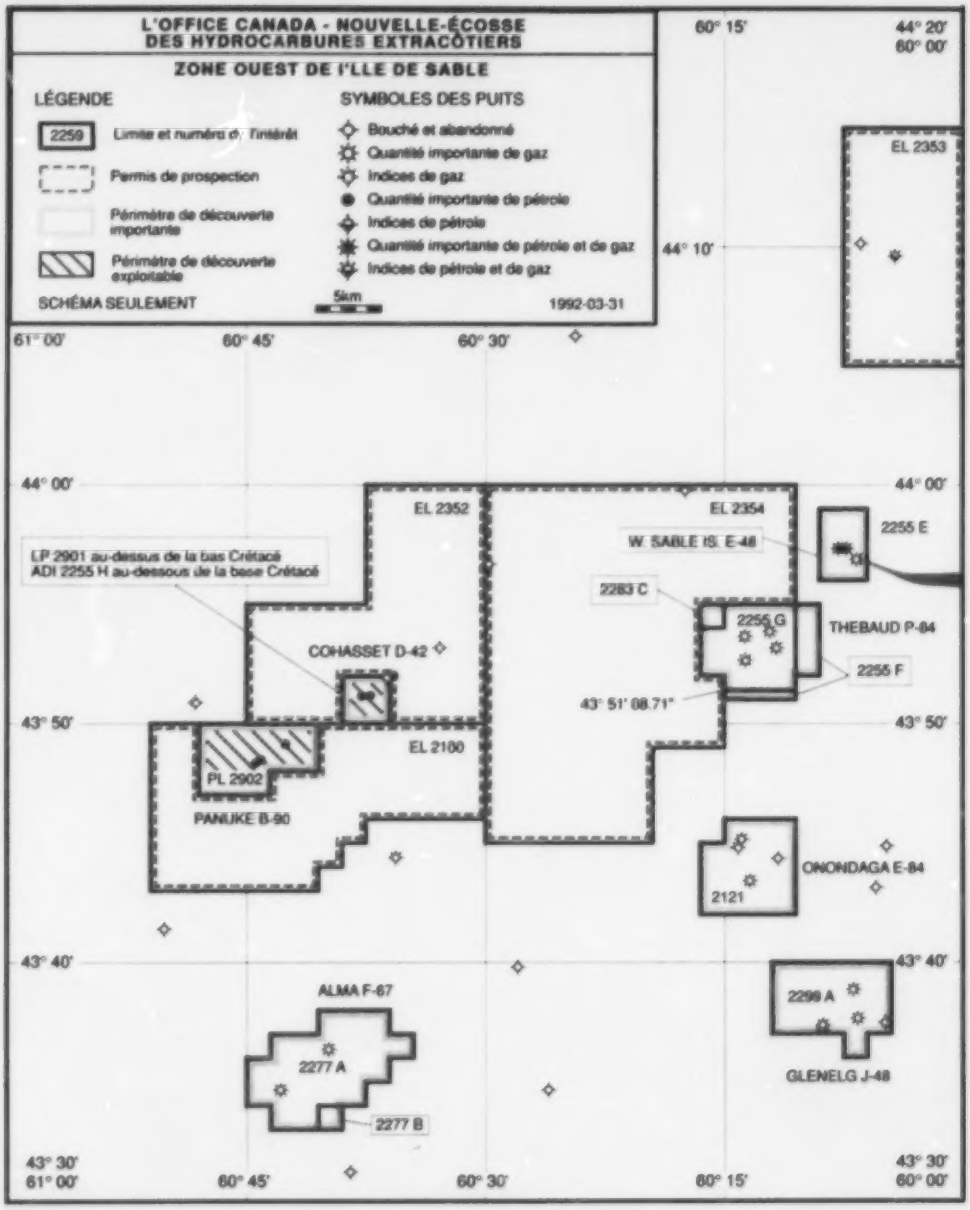

61°
60°
59°
58°
57°
56°
55°
47°
46°
45°
44°
43°
42°
41°
SYDNEY
HAWKESBURY
Voir Figure 3a
Voir Figure 3b
Voir Figure 3c
Légende
Permis d'exploration
Permis de prospection
Attestations de découverte importante et licences de production
Limite des terres sous moratoire
25 0 50 100
KILOMETRES
25 0 75
MILES TERRESTRES

FIGURE 3a


L'OFFICE CANADA - NOUVELLE-ÉCOSSE
DES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS
ZONE OUEST DE I'LLE DE SABLE
LÉGENDE
2259 Limite et numéro d'intérêt
Permis de prospection
Périmètre de découverte importante
Périmètre de découverte exploitable
SYMBOLES DES PUITS
Bouché et abandonné
Quantité importante de gaz
Indices de gaz
Quantité importante de pétrole
Indices de pétrole
Quantité importante de pétrole et de gaz
Indices de pétrole et de gaz
SCHÉMA SEULEMENT
5km
1992-03-31
60° 15'
44° 20'
60° 00'
EL 2353
44° 10'
61° 00'
60° 45'
60° 30'
44° 00'
EL 2352
EL 2354
2255 E
W. SABLE IS. E-48
LP 2901 au-dessus de la bas Crétacé
ADI 2255 H au-dessous de la base Crétacé
2283 C
2255 G
THEBAUD P-84
COHASSET D-42
2255 F
43° 51' 08.71"
43° 50'
EL 2100
PL 2902
PANUKE B-90
ONONDAGA E-84
2121
43° 40'
ALMA F-67
2277 A
2277 B
2299 A
GLENELG J-48
43° 30'

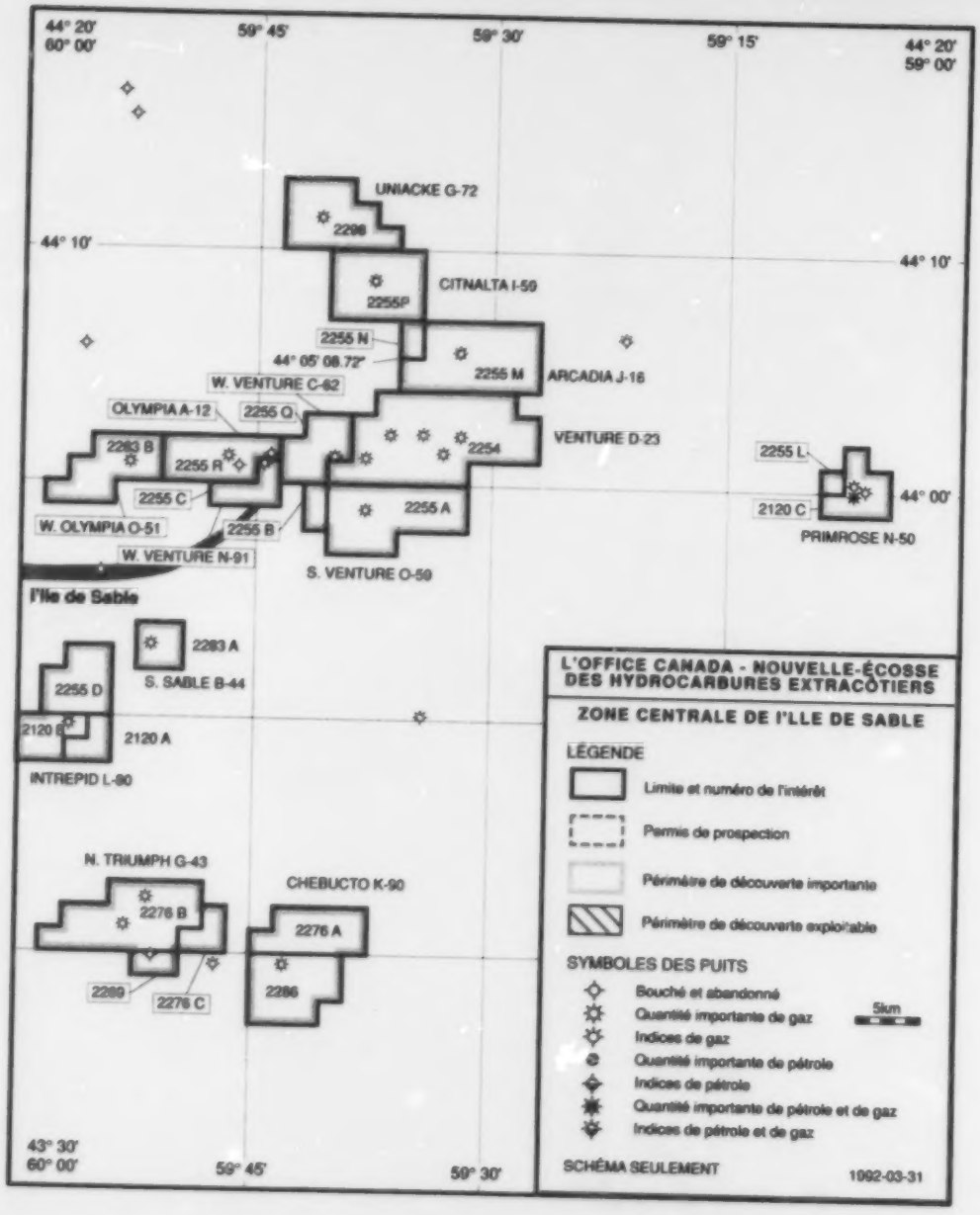
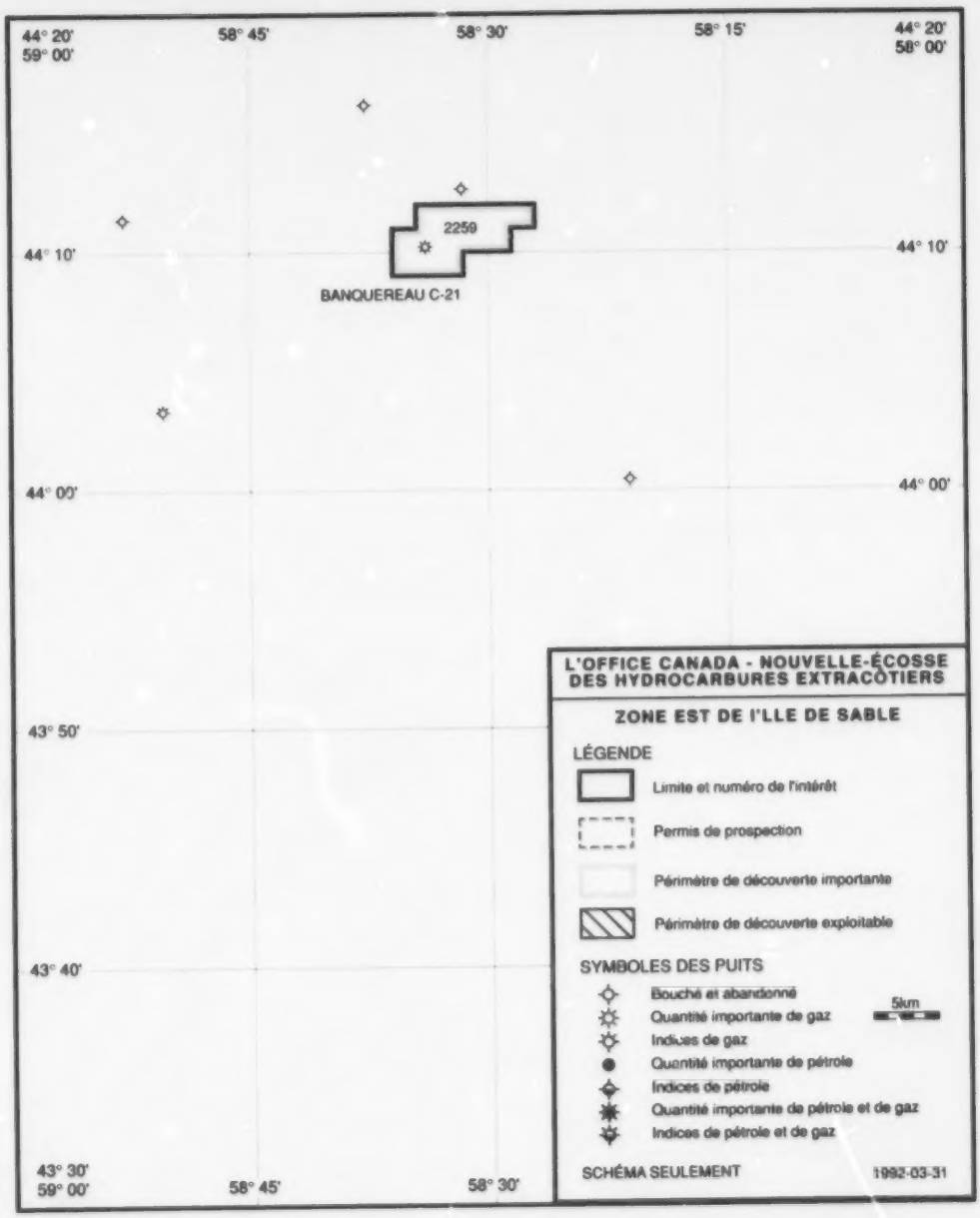

44° 20'
60° 00'
59° 45'
59° 30'
59° 15'
44° 20'
59° 00'
44° 10'
44° 10'
UNIACKE G-72
2298
CITNALTA I-59
2255P
2255 N
44° 05' 08.72"
2255 M
ARCADIA J-16
W. VENTURE C-62
OLYMPIA A-12
2255 Q
VENTURE D-23
2254
2283 B
2255 R
2255 C
2255 A
W. OLYMPIA O-51
2255 B
W. VENTURE N-91
S. VENTURE O-59
2255 L
2120 C
44° 00'
PRIMROSE N-50
l'île de Sable
2283 A
S. SABLE B-44
2255 D
2120 B
2120 A
INTREPID L-90
N. TRIUMPH G-43
CHEBUCTO K-90
2276 B
2276 A
2289
2276 C
2286
43° 30'
60° 00'
59° 45'
59° 30'
L'OFFICE CANADA - NOUVELLE-ÉCOSSE
DES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS
ZONE CENTRALE DE L'ILE DE SABLE
LÉGENDE
Limite et numéro de l'intérêt
Permis de prospection
Périmètre de découverte importante
Périmètre de découverte exploitable
SYMBOLES DES PUITS
Bouché et abandonné
Quantité importante de gaz
Indices de gaz
Quantité importante de pétrole
Indices de pétrole
Quantité importante de pétrole et de gaz
Indices de pétrole et de gaz
5km
SCHÉMA SEULEMENT
1992-03-31

FIGURE 3b

FIGURE 3c


44° 20'
59° 00'
58° 45'
58° 30'
58° 15'
44° 20'
58° 00'
2259
44° 10'
44° 10'
BANQUEREAU C-21
44° 00'
44° 00'
43° 50'
43° 40'
43° 30'
59° 00'
58° 45'
58° 30'
L'OFFICE CANADA - NOUVELLE-ÉCOSSE
DES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS
ZONE EST DE L'ILE DE SABLE
LÉGENDE
Limite et numéro de l'intérêt
Permis de prospection
Périmètre de découverte importante
Périmètre de découverte exploitable
SYMBOLES DES PUITS
Bouché et abandonné
Quantité importante de gaz
Indices de gaz
Quantité importante de pétrole
Indices de pétrole
Quantité importante de pétrole et de gaz
Indices de pétrole et de gaz
5km
SCHÉMA SEULEMENT
1992-03-31

RESSOURCES PÉTROLIÈRES

RESSOURCES PÉTROLIÈRES

En 1991, le puits d'exploration Balmoral M-32 a été classé comme découverte de pétrole. L'Office n'a pas reçu de demande de LASMO à l'effet de déclarer ce puits une découverte importante officielle, donc le total des découvertes importantes déclarées au large de la Nouvelle-Écosse demeure à vingt-deux au 31 mars 1992 (voir annexe I). La "meilleure estimation courante" du total des ressources récupérables découvertes est de 152,1 x $10^9 M^3$ (5,4 billions de pieds cubes) de gaz et 23,7 x $10^6 m^3$ (149,1 millions de barils) de pétrole et de condensat. Ces estimations sont celles publiées par l'Administration des terres pétrolières et gazières du Canada en mai 1991. L'Office effectue présentement une évaluation indépendante du total des ressources recouvrables découvertes.

À moyen terme, le total estimatif des ressources gazières recouvrables pour l'ensemble de la plate-forme et du talus néo-écossais demeure à 512,4 x $10^9 m^3$ (18,1 billions de pieds cubes). À moyen terme, l'estimation des ressources totales de pétrole et de condensat recouvrables est de 171,1 x $10^6 m^3$ (1076 millions de barils). Les résultats de l'évaluation du total des ressources recouvrables effectuée en 1983 par la Commission géologique du Canada et l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada viennent appuyer ces estimations.

PROGRAMMES GÉOPHYSIQUES

Au cours de l'exercice 1991 - 1992, l'Office a approuvé trois demandes d'exécution de programmes de sismique réflexion. Le 8 juillet, Nova Scotia Resources (Ventures) Limitée a achevé un programme de sismique réflexion tridimensionnelle de 1974 kilomètres au champ de prospection Penobscot au site de leur licence d'exploration 2353. Le 24 juillet, Mobil Oil Canada Properties a terminé un programme de sismique conventionnelle de 1273 kilomètres au site de leur licence d'exploration 2354. Le 3 septembre, LASMO a terminé un programme mixte de sismique conventionnelle et tridimensionnelle. La partie tridimensionnelle (1955 kilomètres) a été effectuée au site de leur licence d'exploration 2100 tandis que le programme de sismique conventionnelle évaluait des parties du site de la licence d'exploration 2100 et du site de la licence d'exploration 2352. La collecte des données pour tous les programmes susmentionnés a été confiée sous contrat à Haliburton Geophysical Services Inc. de Calgary qui a utilisé le navire de sismique M/V Edward O. Vetter.

RÉSULTATS DU FORAGE D'EXPLORATION

Le 8 avril 1991, LASMO a annoncé les résultats du forage du puits Balmoral M-32 qui a démarré le 26 février 1991 au site de la licence d'exploration 2352 et qui a été foré jusqu'à une profondeur totale de 2525 mètres. Ce puits d'exploration est maintenant classé bouché et suspendu. L'objectif du forage était d'évaluer les formations Mississauga et Lower Logan Canyon. LASMO a annoncé les détails ci-dessous pour trois zones riches en hydrocarbures dont on a vérifié le débit à un taux cumulatif combiné de 9495 barils par jour avec un minimum de gaz et absence d'eau:

Balmoral - Résultats des tests	Zone 1	Zone 2	Zone 3
Intervalle de profondeur (mètres)	2065-2068	1965-1969	1954-1958
Débit de pétrole (barils/jour)	5724	150	3670
Débit de gaz (pieds cubes/jour)	110,888	non mesuré	132,430
Débit d'eau (barils/jour)	s/o	s/o	s/o
Dimension de l'étrangleur (mm)	13,5	8,0	12,7
Pression d'écoulement de la tête de colonne de production	611	26	417
Densité du pétrole (API)	51,6	50,6	50,6

RESSOURCES PÉTROLIÈRES

PROTOCOLE D'ACCORD

Le 16 mars 1992, le ministère fédéral de l'Énergie, des Mines et des Ressources et l'Office ont signé un protocole d'accord. Le but de ce protocole est d'instituer des directives et des procédés pour assurer une collaboration soutenue entre l'Office et la Commission géologique du Canada en ce qui a trait à l'accès de cet organisme aux renseignements confidentiels et à la documentation aux bureaux et aux archives de l'Office en vue d'effectuer des études et des analyses géoscientifiques.

DIRECTIVES

Au cours de l'exercice 1991 - 1992, l'Office a préparé et approuvé, en consultation avec des ministères gouvernementaux et d'autres organismes de réglementation, des directives pour l'industrie pétrolière en ce qui a trait à l'obtention de l'autorisation d'exécuter des programmes de travaux géophysiques et géologiques au large des côtes de la Nouvelle-Écosse. Ces directives incluent une description détaillée du contenu suggéré des rapports définitifs une fois le programme de travail terminé.

STOCKAGE DES DONNÉES

L'Office continue de fournir les services d'entreposage, de conservation et de consultation publique des rapports et des dossiers géologiques et géophysiques de même que des rapports historiques, des dossiers et du matériel concernant les puits au Stockage central et laboratoire, 201, avenue Brownlow, bureau 27, Dartmouth (Nouvelle-Écosse). Pour faire suite à un protocole d'accord, intervenu entre l'Office et l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada, le coût total de ces installations et services a été assumé à parts égales au cours de l'exercice 1991 - 1992. Toutefois, l'Office a été informé en 1991 que ce protocole d'accord deviendrait périmé en fin d'exercice à cause de la réorganisation des responsabilités fédérales dans les zones extracôtières et frontalières. L'Office a donc décidé d'assumer, à compter du 1er avril 1992, la pleine responsabilité des installations de Dartmouth qui continueront leurs opérations à l'adresse susmentionnée.

ÉVALUATION DES RESSOURCES

Au cours de l'exercice 1991 - 1992, le personnel de l'Office a effectué des révisions et a fourni des conseils en regard des aspects géologiques et géophysiques des diverses soumissions touchant le projet Cohasset. On a mis la dernière main à la sélection et à l'installation d'ordinateurs et de logiciels destinés à l'évaluation des ressources et on a amorcé des évaluations indépendantes des réserves sur place pour plusieurs découvertes importantes, y compris Cohasset et Panuke.

SÉCURITÉ DE L'EXPLOITATION ET SÉCURITÉ DU TRAVAIL

L'Office est chargé d'assurer que toutes les opérations dans la région extracôtière soient entreprises avec sécurité, que l'environnement soit protégé et que les ressources soient produites de manière rentable. Pour cela, il exige des opérateurs qu'ils se conforment à la législation passée par les gouvernements du Canada et de la Nouvelle-Écosse et aux autres conditions établies par l'Office.

Le régime de réglementation en matière de sécurité pour les activités pétrolières extracôtières a accusé des changements importants au cours des dernières années. Les gouvernements du Canada et des provinces qui font l'objet de l'accord, soit Terre-Neuve et Nouvelle-Écosse, projettent présentement une législation qui inclura un bon nombre des recommandations de l'enquête sur le naufrage de l'Ocean Ranger au large des côtes de Terre-Neuve en 1982. La principale de ces recommandations exige qu'un organisme indépendant ayant la compétence technique émette un certificat mentionnant que les installations sont adaptées à l'usage prévu et conformes aux règlements en vigueur. On exige aussi que l'exploitant fournisse une déclaration à l'effet que les installations sont adaptées à l'usage prévu et que la formation du personnel est suffisante.

Dans le cas de la Mer du Nord, le régime réglementaire est en voie de révision à la suite de l'enquête sur la perte de la plate-forme de production Piper Alpha. Ce nouveau régime met l'accent sur l'évaluation officielle de la sécurité. L'évaluation doit prouver que l'exploitation extracôtière peut être entreprise en sécurité à la suite de l'évaluation du système de gestion de la sécurité de l'exploitant, des risques majeurs et de la compétence du personnel à protéger et à évacuer en cas d'urgence grave.

L'Office est en voie d'incorporer des initiatives de législation au sein de sa gestion des activités au large de la Nouvelle-Écosse.

CADRE LÉGISLATIF

Avant qu'elle ne débute, toute activité d'exploration ou de production de pétrole doit être approuvée par l'Office. Les approbations nécessaires pour les opérations d'exploration et de développement sont esquissées ci-dessous:

Puits d'exploration

Avant de forer un puits d'exploration au large des côtes de la Nouvelle-Écosse, un exploitant doit obtenir un autorisation de programme de forage. Avant de délivrer cette autorisation, l'Office examine l'appareil mobile de forage extracôtier qui sera utilisé, les plans d'urgence pour protéger le personnel et l'environnement en cas d'accident, les moyens financiers de l'exploitant, les compétences de l'équipe et d'autres points pour assurer que les opérations peuvent se dérouler en sécurité. L'Office exige aussi qu'un organisme indépendant ayant la compétence technique émette un certificat mentionnant que l'appareil mobile de forage extracôtier est adapté à l'usage prévu et conforme à la réglementation.

De plus, chaque puits doit faire l'objet d'une approbation de forage de puits distincte. Avant de délivrer une approbation de forage de puits, l'Office examine le plan spécifique du puits et les procédés de forage mis de l'avant pour assurer que ces procédés peuvent être exécutés en sécurité et qu'ils sont conformes à la réglementation.

CADRE LÉGISLATIF (SUITE)

Activités d'exploitation

Avant d'exploiter une découverte, l'exploitant doit faire approuver son plan de mise en valeur par l'Office. Les principales questions abordées dans ce plan sont la méthode et le calendrier d'exploitation, les méthodes d'exploitation de rechange, les répercussions environnementales et socio-économiques éventuelles et les plans d'intervention d'urgence. L'exploitant doit aussi faire approuver avec cette demande un plan de retombées économiques Canada - Nouvelle-Écosse.

Des autorisations individuelles sont requises pour les différentes phases de l'exploitation. La principale autorisation à obtenir avant le début de la production est l'Autorisation des opérations de production. Avant que l'Office ne délivre cette autorisation, un plan de sécurité, incluant une évaluation officielle de la sécurité, et un plan de protection de l'environnement sont requis. Les installations sont examinées pour assurer qu'elles sont adaptées à l'usage prévu et, tout comme pour les autorisations de programmes de forage, un organisme de certification doit émettre un certificat déclarant que les installations sont adaptées à l'usage prévu et conformes à la réglementation. Ici encore, chaque puits doit faire l'objet d'une approbation distincte avant le forage.

Autres activités

Les autres activités d'exploration ou de production de pétrole dans la région extracôtière exigent des autorisations individuelles. Ces activités incluent les travaux géophysiques et géologiques et les opérations de plongée.

AUDIENCES PUBLIQUES

L'Office est habilité à mener une enquête publique sur toute question relative aux opérations extracôtières ou peut y être contraint par les ministres de l'Énergie du Canada et de la Nouvelle-Écosse. L'Office a l'intention de tenir de telles audiences pour tous les projets mis de l'avant afin d'être en mesure de tenir compte de l'opinion du public lors de ses prises de décisions.

INSPECTION

L'Office entreprendra des inspections périodiques des activités extracôtières afin d'en vérifier la conformité aux exigences. Ces inspections porteront sur la santé et la sécurité du travail, les procédés de forage et de production, les moyens d'intervention d'urgence, la protection de l'environnement et la conservation des ressources. L'Office entreprendra aussi des vérifications des systèmes de gestion de la sécurité des exploitants quant à leur conformité aux systèmes internes pour assurer la sécurité des opérations extracôtières.

CONSULTATION

L'Office reconnaît qu'il est important de consulter l'industrie, le public et les autres ministères et organismes du gouvernement quant aux stipulations régissant les opérations extracôtières. Une telle consultation est essentielle à la création d'une atmosphère favorisant l'établissement d'un régime de réglementation qui fournirait un cadre sûr et rentable pour l'exploration et l'exploitation des ressources pétrolières au large de la Nouvelle-Écosse.

PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT

L'Office est chargé d'assurer que les exploitants seront en mesure de surveiller les conditions météorologiques et l'état de la mer susceptibles d'affecter la sécurité des opérations extracôtières et de mettre en oeuvre les mesures destinées à protéger l'environnement marin des conséquences des activités extracôtières.

Le programme de protection de l'environnement de l'Office est très vaste. Il contient des mesures permettant de donner les assurances suivantes: les effets potentiels sur l'environnement de tous les projets extracôtiers seront évalués avant que ces projets ne soient approuvés; les opérations quotidiennes résultant de telles activités seront étroitement surveillées afin de prévenir les risques éventuels pour l'environnement; l'exploitant ainsi que l'Office disposeront de plans d'intervention d'urgence donnant les détails des mesures à mettre en oeuvre pour faire face à une urgence environnementale et les exploitants auront une capacité financière suffisante pour indemniser les parties lésées en cas de pertes résultant des activités extracôtières.

L'Office a révisé la portée de toutes les phases du développement du projet Cohasset sur l'environnement et a approuvé les stratégies pour atténuer tout effet potentiel nocif sur l'environnement. L'Office révise présentement les propositions de LASMO pour évaluer la portée de la phase de production du projet sur l'environnement.

Les résultats de la révision du rapport d'impact environnemental de LASMO qui a été effectuée par la Commission Ellis indiquent que le projet Cohasset ne devrait pas avoir d'effet nocif important sur les ressources marines pourvu que les opérations de production soient soigneusement gérées. LASMO a présenté des plans à l'Office esquissant sa gestion prévue des opérations de façon à minimiser tout effet nocif; l'Office révisera ces plans, et ceux à venir, en consultation avec les organismes des gouvernements fédéral et provincial.

Les ressources de l'environnement marin ont une importance toute particulière pour l'économie néo-écossaise et le style de vie traditionnel de ses habitants. La politique de l'Office est d'aviser les organismes gouvernementaux chargés de la gestion de ces ressources lorsque des exploitants lui soumettent des demandes d'autorisation pour entreprendre des activités extracôtières. De plus, l'Office invite ces organismes à participer à des discussions concernant les exigences réglementaires en vue d'éclaircir et d'améliorer les mesures destinées à atténuer les effets potentiellement nocifs pour l'environnement à la suite de la mise en oeuvre des propositions du projet.

Les Lois de mise en oeuvre de l'Accord exigent que l'Office officialise ces dispositions dans le cadre d'un Protocole d'accord. L'Office a tenu des discussions avec la plupart des organismes en cause et espère parachever ces protocoles d'accord au début de l'exercice 1992 - 1993.

L'Office nomme un des membres du Conseil de gestion pour l'étude de l'environnement. Ce Conseil administre le Fonds pour l'étude de l'environnement qui sert à financer les études sociales et environnementales portant sur l'exploration pétrolière et gazière et les activités de développement sur les terres frontalières. Les programmes d'étude sont administrés par le gouvernement fédéral et sont financés par des cotisations imposées aux détenteurs d'intérêts pétroliers et gaziers sur ces terres.

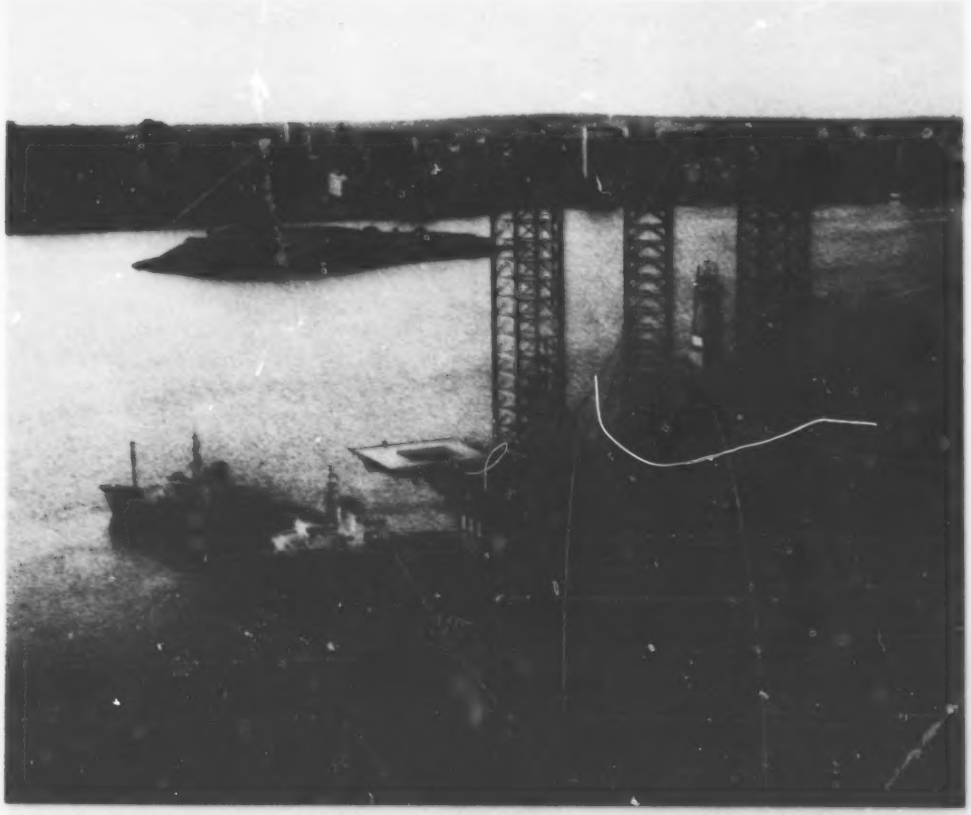
EMPLOI ET RETOMBÉES ÉCONOMIQUES

GÉNÉRALITÉS

Les lois de mise en oeuvre de l'Accord Canada - Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers exigent que l'Office, avant d'approuver tout plan de mise en valeur ou d'autoriser tout travail ou toute activité, reçoive et approuve un plan de retombées économiques Canada - Nouvelle-Écosse, à moins que cette exigence ne soit suspendue par l'Office conformément aux stipulations de la législation de l'Accord.

Tous les plans de retombées économiques doivent donner aux fabricants, aux consultants, aux entrepreneurs et aux entreprises de services de la province de la Nouvelle-Écosse et des autres régions du Canada une occasion réelle et équitable de participer de manière concurrentielle à la fourniture de produits et de services utilisés dans le cadre des travaux et activités inscrits au plan de retombées économiques. De plus, pour être recevable, un plan de retombées économiques doit aborder des sujets tels l'établissement de bureaux dans la province, la promotion de l'éducation et de la formation, la recherche et le développement dans la province et, certes, l'emploi au sein du programme de travaux faisant l'objet du plan soumis.

En vertu de la législation et conformément à la Charte canadienne des droits et libertés, la priorité en matière de formation et d'emploi devra être donnée aux personnes résidant dans la province et la même priorité s'appliquera aux services fournis au sein de la province et aux produits fabriqués dans la province, dans la mesure où ces produits et services sont concurrentiels quant à leur juste valeur marchande, leur qualité et leur livraison.



Rowan Gorilla III quittant le port de Halifax en novembre 1991 en route vers Panuke avec l'aide des remorqueurs Ryan Loot et Magdalen Sea de la compagnie Secunda Marine. Secunda Marine Services Ltée. se trouve à Dartmouth en Nouvelle-Écosse.

EMPLOI ET RETOMBÉES ÉCONOMIQUES

PROGRAMMES DE SISMIQUE

L'Office a reçu trois demandes d'approbation de programmes de sismique en 1991 - 1992. La première demande provenait de Nova Scotia Resources (Ventures) Limitée et avait trait à environ 1974 kilomètres de sismique réflexion tridimensionnelle. Ce programme a été exécuté en juillet 1991 pour un coût total de 1 511 676 $ can. avec un contenu canadien d'environ 92 %, y compris un contenu néo-écossais d'environ 56,5 %. La main-d'oeuvre était de 15 788 personnes/heures. En juillet 1991, Mobil Oil Canada Properties a exécuté 1273 kilomètres de travaux géophysiques conventionnels au site EL 2354. Le coût total du programme s'élevait à 1 115 369 $ avec un contenu canadien d'environ 88 %. La main-d'oeuvre totale était de 5328 personnes/heures. LASMO a achevé un programme mixte conventionnel et tridimensionnel en septembre 1991. Le programme tridimensionnel qui comprenait 1955 kilomètres a été exécuté au site EL 2100 et le programme conventionnel qui comprenait 325 kilomètres a été exécuté aux sites EL 2352 et EL 2100. Le coût total des programmes mixtes s'élevait à 1 621 098 $ avec un contenu canadien d'environ 90,5 %, y compris un contenu néo-écossais de 39,0 %. La main-d'oeuvre totale était de 21 087 personnes/heures et comprenait environ 97, 6 % de Canadiens dont 8,2 % de Néo-Écossais.

PLAN DE RETOMBÉES ÉCONOMIQUES COHASSET/ PANUKE

LASMO a déposé un Plan de retombées économiques et d'emploi Canada - Nouvelle-Écosse auprès de l'Office en juillet 1990. Ce document traitait de questions telles que les besoins du projet en matière de produits et services, les prévisions en matière d'emploi et de dépenses, l'impact économique et les besoins détaillés en matière d'équipement, de matériel, de services contractuels et de main-d'oeuvre. L'Office a approuvé ce plan de retombées économiques dans un rapport décisionnel sur ce plan en septembre 1990, sous réserve de certaines conditions. À la suite de ce rapport décisionnel, l'Office a reçu de LASMO un certain nombre de rapports en réponse aux conditions imposées dans le rapport décisionnel original sur le Plan de retombées économiques. Lors de l'examen du Plan de retombées économiques de LASMO, l'Office a pris soigneusement en considération les recommandations de la Commission de révision environnementale et socio-économique Cohasset/ Panuke et a aussi effectué des consultations sur une grande échelle auprès des ministres de l'Énergie et des hauts fonctionnaires des gouvernements provincial et fédéral.

PLAN RÉVISÉ DE RETOMBÉES ÉCONOMIQUES COHASSET

À titre de condition pour qu'un Plan de mise en valeur et une demande soient considérés par l'Office, le 6 mars 1992, LASMO, en son nom et au nom de Nova Scotia Resources (Ventures) Limitée, a déposé un Plan révisé de retombées économiques et d'emploi Canada - Nouvelle-Écosse (Plan de retombées révisé) auprès de l'Office pour fins d'approbation. Dans la mesure où le Plan original de retombées en matière d'économie et d'emploi Canada - Nouvelle-Écosse n'est pas affecté par les changements consignés au Plan de retombées révisé, tous les termes, conditions, engagements et obligations figurant au Plan de retombées initial ont été incorporés au plan de retombées révisé par le truchement de renvois et continuent de s'appliquer. À la suite de consultations avec le gouvernement fédéral et le gouvernement de la Nouvelle-Écosse quant au degré de conformité aux exigences de la législation de l'Accord, l'Office a approuvé le Plan de retombées révisé le 26 mars 1992, sous réserve de conditions, au sein d'un rapport décisionnel sur le Plan de retombées.

Le Plan de retombées révisé reflète une mise à jour des prévisions de frais de main-d'oeuvre selon leur origine (par exemple: Néo-Écossais, Canadiens et étrangers). En général, les prévisions de dépenses et de main-d'oeuvre selon leur origine sont conformes aux prévisions du Plan de retombées original. Les pourcentages canadiens et néo-écossais sont conformes aux prévisions originales pour la durée du projet, en plus de bénéfices accrus pour les Néo-Écossais et les Canadiens dans la proportion de l'augmentation des dépenses en immobilisations et des frais d'exploitation prévus.

EMPLOI ET RETOMBÉES ÉCONOMIQUES

EMPLOI

Tel qu'il est mentionné au Plan de retombées original, LASMO a insisté sur son engagement à offrir aux Néo-Écossais et aux autres Canadiens une occasion réelle et équitable de participer à la fourniture de produits et services pour le projet sur une base concurrentielle. Au cours des phases de développement et de construction (1990 - 1991), le projet a créé d'importantes occasions d'emploi pour les Néo-Écossais et les autres Canadiens. Plus de 824 personnes/années d'emploi ont été créées au cours de cette phase, donnant ainsi 525 personnes/années aux Néo-Écossais ou approximativement 64 % des occasions. Les autres Canadiens ont bénéficié de 197,75 personnes/années ou approximativement 24 % des emplois créés.

Le pont J-99 destiné à Panuke attend le chargement dans le chantier de M & M Manufacturing Ltée. de Dartmouth en Nouvelle-Écosse - Août 1991.

EMPLOI (SUITE)

Figure 4 **Projet de développement Cohasset**
Sommaire de la main-d'oeuvre directe: 1990 - 1991 (Personnes/années)

	Personnes/annés réelles			Années	Années	Années
	1990	1991	Totaux	N.-É.	Autres Can.	Étrangers
Études préliminaires	41.75	24.75	66.50	42.75	13.50	10.25
Conduites et câbles sous-marins*	3.25	19.00	22.25	6.50	3.50	12.25
Forage et achèvement	0.00	170.25	170.25	149.75	15.00	5.50
Bouée CALM *	0.00	10.50	10.50	4.25	1.25	5.00
Treillis de tête de puits	23.75	136.25	160.00	84.75	19.25	56.00
Installations de production	42.75	352.00	394.75	237.00	145.25	12.50
	111.50	712.75	824.25	525.00	197.75	101.50
				64%	24%	12%

*N'inclut pas la main-d'oeuvre des contrats de fabrication à l'étranger pour les conduites, les câbles d'alimentation et la bouée CALM.

Les demandes de main-d'oeuvre pour la phase de production du projet (1992 - 1997) sont censées atteindre une moyenne d'un peu plus de 400 personnes/années dont environ 76 % de Néo-Écossais et environ 14 % d'autres Canadiens.

Figure 5 **Projet de développement Cohasset**
Prévisions de main-d'oeuvre: 1992 - 1997 (Personnes/années)

Employés de LASMO*	1992	1993	1994	1995	1996	1997	Totaux
Opérations de production et de forage	65	65	65	65	65	65	390
Projet	9	2	0	0	0	0	11
Logistique et approvisionnement	15	18	18	18	18	18	105
Exploration	5	6	6	6	6	6	35
Gestion et administration	35	31	31	31	31	31	190
	129	122	120	120	120	120	731
Entreprenures							
Opérations de production et de forage	179	169	159	159	159	159	984
Projet	35	0	0	0	0	0	35
Logistique	114	114	114	114	114	114	684
Cession	0	0	0	0	0	15	15
	328	283	273	273	273	288	1718
Total des années de travail prévues	457	405	393	393	393	408	2449

* Les employés de LASMO comprennent les employés à temps plein, les employés à terme et les employés contractuels

Figure 6 **Projet de développement Cohasset**
Main-d'oeuvre directe prévue par région: 1992 - 1997 (Personnes/années)

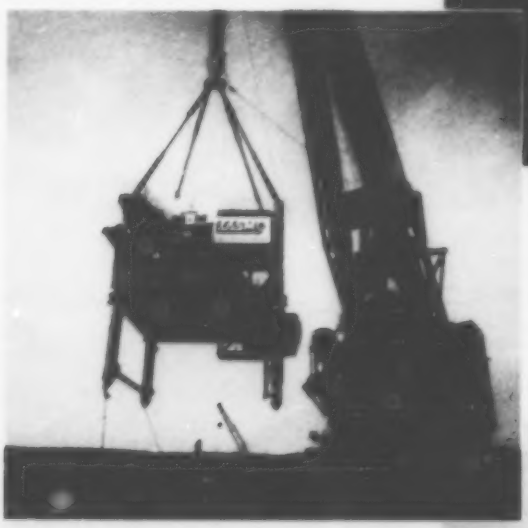
	1992	1993	1994	1995	1996	1997	Totaux	% Contenu
Néo-Écossais	319.9	294.4	295.7	308.5	316.4	336.6	1871.5	76.5 %
Autres Canadiens	80.0	66.8	60.9	52.1	45.2	38.8	343.8	14.0 %
Étrangers	57.1	43.7	36.4	32.4	31.4	32.6	233.6	9.5 %
	457.0	404.9	393.0	393.0	393.0	408.0	2448.9	

EMPLOI ET RETOMBÉES ÉCONOMIQUES

EMPLOI (SUITE)

Au 18 février 1992, LASMO avait 112 personnes à son emploi direct, dont 88 Néo-Écossais (78,57 %) et 14 autres Canadiens (12,5 %). Les postes à temps plein sur la plate-forme de forage élévatrice s'élevaient à 101, dont 97 Néo-Écossais, 1 autre Canadien et 3 étrangers. Secunda Marine employait 75 personnes sur les navires de ravitaillement, dont 55 Néo-Écossais et 20 autres Canadiens. Les Hélicoptères Cougar donnait du travail à 10 personnes, toutes néo-écossaises.

Un hélicoptère S-61 de la compagnie Cougar à l'aéroport international de Halifax - Mai 1991. Hélicoptères Cougar, de Waverley (Nouvelle-Écosse) a obtenu un contrat de LASMO Nouvelle-Écosse Ltée.



Le pont P-51 pour Cohasset en cours de chargement sur le DB-101 - Août 1991. Ce pont a été construit par M & M Manufacturing Ltée. de Dartmouth en Nouvelle-Écosse.

Les piles destinées à l'amarrage des chemise de Cohasset et de Panuke arrivent le long de McDermott DB-101 - Juillet 1991 - Ces piles ont été fabriquées par Trenton Work Lavalin Ltée. de Trenton en Nouvelle-Écosse.

EMPLOI ET RETOMBÉES ÉCONOMIQUES

DÉPENSES

La ventilation prévue des dépenses pour la durée du projet est conforme aux estimations de dépenses par région telles qu'elles figurent au Plan de retombées original. Les dépenses en immobilisations à l'étranger sont proportionnellement plus élevées que prévu bien qu'elles soient compensées par des frais d'exploitation à l'étranger moins élevés que prévus. LASMO est d'avis que ceci provient en partie d'un reclassement de frais d'exploitation aux dépenses en immobilisations ayant trait à certaines composantes majeures du projet qui n'ont peu ou pas de contenu canadien. Les coûts de fabrication des conduites et la réfection de la bouée CALM, qui étaient censés être louées et donc considérées comme frais d'exploitation, sont maintenant classés aux dépenses en immobilisations et augmentent la proportion de contenu étranger dans les dépenses d'immobilisations et diminuent les frais d'exploitation étrangers.

Le tableau ci-dessous est une comparaison des estimations de dépenses en immobilisations et des frais d'exploitation de LASMO telles qu'elles figurent au plan de retombées original avec celles prévues au plan de retombées révisé. Les dépenses prévues par région sont aussi comparées.

Figure 7 Dépenses en immobilisations et frais d'exploitation

Dépenses en immobilisations

	Plan de retombées original		Plan de révisé	
Nouvelle-Écosse	$60.4 mil.	32-38%	$116.1 mil.	35.5%
Autres provinces canadiennes	52.8 mil.	33-36%	60.4 mil.	18.5%
International	46.8 mil.	29-32%	150.6 mil.	46.0%
	$160.0 million		$327.1 million	

Frais d'exploitation*

	Plan de retombées original		Plan de révisé	
Nouvelle-Écosse	$133.0 mil.	32-33%	$216.8 mil.	37.0%
Autres provinces canadiennes	29.0 mil.	7%	78.6 mil.	13.4%
International	243.0 mil.	60-61%	290.7 mil.	49.6%
	$405.0 million		$586.1 million	

*Ces chiffres ne sont que des estimations sujettes à révision selon les circonstances.

Dépenses en immobilisations et frais d'exploitation

	Plan de retombées original		Plan de révisé	
Nouvelle-Écosse	$193.0 mil.	32-34%	$332.9 mil.	36.5%
Autres provinces canadiennes	82.0 mil.	15%	139.0 mil.	15.2%
International	290.0 mil.	51-53%	441.3 mil.	48.3%
	$565.0 million		$913.2 million	

RAPPORTS

Au cours du premier exercice, l'Office a reçu un certain nombre de rapports des exploitants conformément aux directives sur les rapports de retombées économiques. Ces rapports vont des renseignements sur l'emploi et les dépenses relatives aux activités géophysiques aux rapports trimestriels et annuels sur le projet Cohasset. De plus, un certain nombre de rapports spéciaux ont été reçus en réponse aux conditions imposées à LASMO à la suite du rapport décisionnel de l'Office sur le Plan de retombées économique de Cohasset. L'Office a entrepris une vérification indépendante des retombées économiques de LASMO et de Rowan Companies Inc., un des principaux sous-traitants. Le rapport des résultats de ces vérifications n'était pas disponible au moment d'aller sous presse; toutefois, ces résultats feront l'objet de rapports ultérieurs.

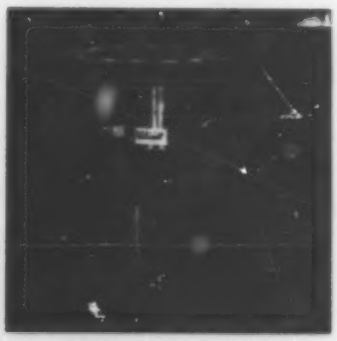
LE PROJET DE DEVELOPPEMENT COHASSET

Au cours de l'année qui vient de s'écouler, la majeure partie des activités de l'Office ont porté encore une fois sur les opérations touchant le plan de mise en valeur Cohasset. Le plan de mise en valeur de ce projet qui sera entrepris par LASMO et son associé, Nova Scotia Resource (Ventures) Limitée, a été approuvé par l'Office en août 1990. L'exploitation se déroule en vue de commencer à obtenir du pétrole au début de juin 1992.

PRINCIPALES ACTIVITÉS EN 1991 - 1992

Au cours de l'année qui vient de s'écouler, l'accent a porté principalement sur la conception, la construction et l'installation des appareils et le forage des trois premiers puits dans le gisement de Panuke. Au cours du printemps et de l'été 1991, LASMO a enfoncé des tubes conducteurs pour cinq puits de développement au site Panuke, a mis en place la colonne de surface pour quatre de ces puits et a ensuite foré et tubé le premier puits de production, le PP1. Toutes ces opérations se sont déroulées grâce à un gabarit de fond afin de s'en tenir au calendrier du projet. À la fin de juillet, la plate-forme Rowan Gorilla III a été remorquée au port de Halifax et y est demeurée trois mois pour y subir les modifications nécessaires et y installer l'équipement pour la convertir en plate-forme de production et de forage.

Les embarcations DB-101 et Mighty Servant I de McDermott lors de la livraison des chemises pour Cohasset et Panuke sur le site du gisement Panuke - juillet 1991.



Le pont J-99 de Panuke arrimé avec sa chemise sur le site du gisement Panuke - Août 1991.

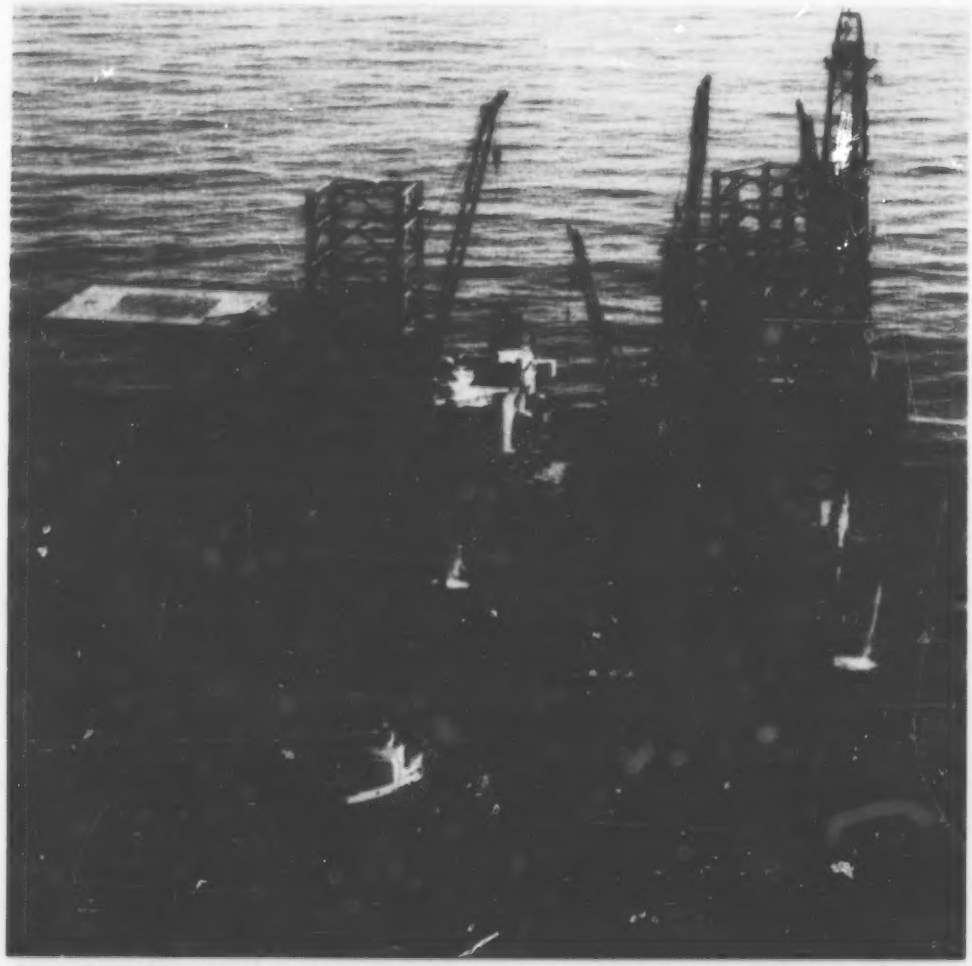
Le pont P51 de Cohasset arrimé avec sa chemise sur le site du gisement Panuke - Août 1991.

En juillet 1991, la bouée d'amarrage CALM a été mise en place sur le site par la péniche équipée de bigues TAKLIFT IV. En août, deux treillis en acier ont été mises en place et enfoncés dans le fond de la mer par le navire grue semi-submersible DB 101. Ce navire a aussi servi à transporter les ponts de la plate-forme, qui avaient été fabriqués à Halifax, jusqu'au site et à les installer sur les treillis en acier. En septembre, le navire chargé de la pose des pipelines FLEXSERVICE III a installé deux conduites flexibles et un câble d'alimentation au fond de la mer entre les plates-formes Cohasset et Panuke de même qu'une conduite flexible entre la plate-forme Cohasset et la bouée CALM. L'Office a révisé et approuvé les procédés d'installation et l'équipement à utiliser pour tous ces programmes d'installation.

LE PROJET DE DÉVELOPPEMENT COHASSET

PRINCIPALES ACTIVITÉS EN 1991 - 1992 (SUITE)

En novembre 1991, la plate-forme ROWAN GORILLA III est retournée au site Panuke pour reprendre le forage de développement. Jusqu'ici, deux puits supplémentaires, PP 2 et PP 3, ont été forés et tubés. De pair avec le forage, LASMO a entrepris des activités de construction et de mise en service pour achever les ponts et l'équipement de production et mettre les installations en état d'exploitation. L'Office a tenu des discussions poussées avec LASMO pour s'assurer que le forage et la construction pouvaient se faire simultanément en toute sécurité. À l'heure actuelle, les opérations de forage ont été arrêtées pour concentrer les efforts sur la construction et la mise en service pour commencer l'exploitation au début de juin 1992.



Rowan Gorilla III en train de forer le premier puits de production au gisement de Panuke - Mai 1991

LE PROJET DE DEVELOPPEMENT COHASSET

PLAN DE MISE EN VALEUR RÉVISÉ

En mars 1992, LASMO, en son nom et au nom de son associé, Nova Scotia Resources (Ventures) Limitée, a soumis un plan révisé pour approbation par l'Office. Le plan de mise en valeur révisé était appuyé d'un plan révisé de retombées économiques Canada - Nouvelle-Écosse qui a aussi été soumis pour approbation. Une fois approuvés, ces deux plans sont censés remplacer le plan de mise en valeur et le plan de retombées économiques pour le projet Cohasset qui avaient été approuvés par l'Office en août 1990.

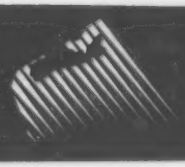
Selon les plan révisés, LASMO entend toujours récupérer environ 36% du pétrole sur place dans les gisements Cohasset et Panuke; cependant les estimations du pétrole sur place pour les deux gisements ont augmenté. Les estimations de LASMO quant aux réserves récupérables passent donc à 7 584 000 mètres cubes (47,7 millions de barils). Afin de produire ces réserves d'une manière rentable selon le calendrier original du projet, LASMO désire forer un puits supplémentaire dans la structure Cohasset et augmenter vraisemblablement le nombre de puits qui drainent la structure Panuke. On a aussi demandé une hausse du taux de production jusqu'à une moyenne de 6360 mètres cubes par jour (40 000 barils). L'injection d'eau sera reportée jusqu'à ce qu'on puisse évaluer l'étendue du soutien aquifère. Les installations demeurent inchangées et le pétrole sera traité tel qu'il a été prévu avec le nouvel équipement installé sur le pont de la plate-forme élévatrice Rowan Gorilla III. Le pétrole produit sera transféré à un pétrolier-citerne amarré à une bouée voisine. Des pétroliers de navette déchargeront périodiquement le pétrole brut du pétrolier-citerne pour le transporter vers les destinations du marché. Les coûts du projet ont augmenté jusqu'à 913 millions $ en tenant compte du coût réel de l'équipement et d'une prévision des frais d'exploitation plus exacte. Les prévisions canadiennes et néo-écossaises sont conformes au plan de retombées économiques approuvé. Afin d'améliorer la marge brute d'autofinancement au cours de la première année, LASMO désire maintenant axer la production uniquement sur le réservoir Panuke en laissant la plate-forme près du treillis en acier Panuke pour ne la déménager au site Cohasset qu'à la fin de 1992 ou au début de 1993. LASMO a aussi demandé la permission de prolonger la première saison d'exploitation jusqu'en novembre 1992, sur la base des capacités accrues du système d'exportation retenu.

RAPPORT DÉCISIONNEL

L'Office a approuvé le plan de retombées économiques révisé et la demande de plan de mise en valeur révisé de LASMO et a soumis son rapport décisionnel aux ministres conformément à la législation. Ce rapport décisionnel inclut, par le truchement de renvois, le rapport décisionnel original sur le projet Cohasset, y compris toutes les conditions d'approbation. Plusieurs conditions supplémentaires ont été ajoutées pour assurer que les ressources soient gérées avec prudence.

Le pétrolier de stockage Nordic Appolo dans le port de Halifax en avril 1992 avant d'être mis en service.

Rowan Gorilla III au gisement de Panuke en train de travailler sur la chemise J-99 de Panuke - Mars 1992.



Deloitte & Touche

Deloitte & Touche
Chartered Accountants

Suite 204
Royal Bank Tower
202 Brownlow Avenue
P.O. Box 23
Dartmouth, Nova Scotia
B2Y 3Y2

Telephone: (902) 468-2000
Telecopier: (902) 468-2319

RAPPORT DES VÉRIFICATEURS

Aux membres de
l'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers

Nous avons vérifié le bilan de l'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers au 31 mars 1992 et l'état des revenus et dépenses de l'exercice terminé à cette date. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de l'Office. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur notre vérification.

Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir un degré raisonnable de certitude quant à l'absence d'inexactitudes importantes dans les états financiers. La vérification comprend le contrôle par sondages des informations probantes à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À notre avis, ces états financiers présentent fidèlement, à tous égards importants, la situation financière de l'Office au 31 mars 1992, ainsi que les résultats de son exploitation et l'évolution de sa situation financière pour l'exercice terminé à cette date selon les principes comptables généralement reconnus.

Deloitte & Touche

Le 28 avril 1992

Comptables agréés

ÉTATS FINANCIERS

OFFICE CANADA-NOUVELLE-ÉCOSSE DES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS

NOTES COMPLÉMENTAIRES
DE L'EXERCICE TERMINÉ LE 31 MARS 1992

1. BUT DE L'ORGANISME

L'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers a été formé afin de veiller à l'application des dispositions de la Loi de mise en oeuvre de l'Accord Canada-Nouvelle-Écosse, promulgué par le Parlement du Canada et l'Assemblée législative de la Nouvelle-Écosse. L'Office est subventionné par des contributions égales des gouvernements fédéral et provincial.

2. CONVENTION COMPTABLE

Les états financiers ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus et tiennent compte de la principale convention comptable suivante:

Matériel

Le coût du matériel est imputé à l'exploitation dans l'exercice de leur acquisition.

3. REVENUS REPORTÉS

Le montant des subventions d'exploitation reçues et excédentaire aux dépenses encourues par l'Office est crédité aux revenus reportés.

4. ENGAGEMENT

Les versements annuels relatifs à un contrat de location-exploitation du bureau échéant en décembre 1994 se chiffrent à environ 108 000 $, y compris les frais communs estimés.

5. SITUATION-EXEMPTION D'IMPÔT

L'Office est un organisme sans but lucratif et, par conséquent, bénéficie d'une exemption d'impôt.

OFFICE CANADA-NOUVELLE-ÉCOSSE DES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS
AU 31 MARS 1992

BILAN

	1992	1991
ACTIF		
À court terme		
Encaisse	$ 167,534	$52,389
Débiteurs	-	2,015
TPS à recouvrir	20,542	-
Frais imputables au prochain exercice	6,837	5,970
	$194,913	$ 60,374
PASSIF		
À court terme		
Créditeurs et charges à payer	$149,071	$ 47,398
Revenus reportés (note 3)	45,842	12,976
	$194,913	$ 60,374

Au nom du conseil

Président — Membre

OFFICE CANADA-NOUVELLE-ÉCOSSE DES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS
DE L'EXERCICE TERMINÉ LE 31 MARS 1992

ÉTAT DES REVENUS ET DÉPENSES

	1992	1991
REVENUS		
Subventions d'exploitation - Gouvernement du Canada	$ 824,038	$ 864,140
-Gouvernement de la Nouvelle-Écosse	824,038	864,140
	1,648,076	1,728,280
Intérêts	11,817	30,194
	1,659,893	1,758,474
DÉPENSES		
Personnel	1,063,910	1,110,348
Frais généraux	158,081	174,847
Locaux	205,278	173,500
Audiences publiques	-	133,789
Frais de déplacement	60,700	74,241
Matériel	137,470	51,470
Frais du Conseil	34,454	40,279
	1,659,893	1,758,474
Excédent des revenus sur les dépenses	$ - -	$ - -

L'Office Canada – Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers

Membres de l'Office

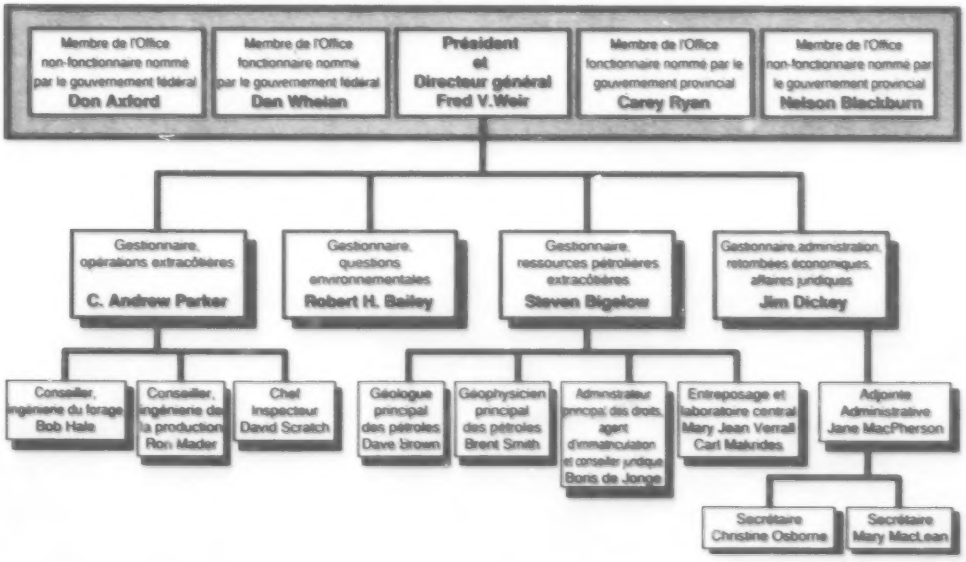
Fred V. Weir	Président de l'Office
D.W. Don Axford	Membre de l'Office
P. Carey Ryan	Membre de l'Office
E.A. Nelson Blackburn	Membre de l'Office
Daniel R. Whelan	Membre de l'Office

Personnel cadre

Fred V. Weir	Directeur général
J.E. (Jim) Dickey, LL.B.	Gestionnaire, administration, retombées économiques, affaires juridiques, secrétaire de l'Office
C. Andrew Parker, P.Eng.	Gestionnaire, opérations extracôtières
S.F. (Steve) Bigelow, B.Eng.	Gestionnaire, ressources pétrolières extracôtières
R.H. (Bob) Bailey, Ph.D.	Gestionnaire, questions environnementales

Organigramme

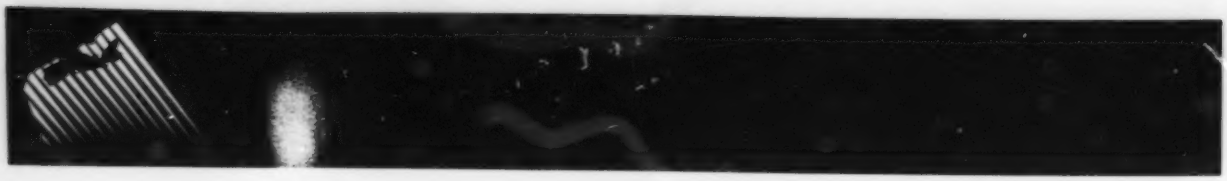
L'Office Canada – Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers



DÉCOUVERTES IMPORTANTES AU LARGE DE LA NOUVELLE-ÉCOSSE

ANNEXE I

Nom du puits	Latitude longitude	Appareil de forage	Commencé/ terminé	Statut/ résultats	Profondeur totale (en mètres)
Shell Onondaga E-84	43°43'16"N 60°13'17"W	Sedneth 1	01-09-69 01-11-69	B & A Gaz	3,988
Mobil-Tetco Sable Island E-48	43°57'20"N 60°07'24"W	Peter Bawden Rig No. 14	28-05-71 15-10-71	B & A Gaz, Pétrole & Condensats	3,603
Shell Primrose N-50	43°59'48"N 59°06'52"W	Sedco H	14-03-72 21-04-72	B & A Gaz, Pétrole & Condensats	1,714
Mobil Tetco Thebaud P-84	43°53'60"N 60°12'19"W	Sedco H	08-07-72 13-10-72	B & A Gaz & Condensats	4,115
Mobil Tetco Cohasset D-42	43°51'07"N 60°37'14"W	Sedco J	27-04-73 16-07-73	B & A Pétrole	4,274
Mobil-Tetco-Texaco Citnalta I-59	44°08'43"N 59°37'32"W	Sedco J	04-02-74 29-04-74	B & A Gaz & Condensats	4,575
Texaco-Shell Intrepid L-80	43°49'36"N 59°56'44"W	Sedco J	18-05-74 15-08-74	B & A Gaz & Condensats	4,162
Mobil Tetco Pex Venture D-23	44°02'15"N 59°34'25"W	Gulftide	28-11-78 16-06-79	B & S Gaz & Condensats	4,945
Petro Canada et al Banquereau C-21	44°01'08"N 58°34'00"W	Bow Drill I	02-12-81 01-08-82	B & A Gaz & Condensats	4,991
Mobil Texaco Pex Olympia A-12	44°01'03"N 59°46'44"W	Zapata Scotian	23-04-82 10-01-83	B & A Gaz & Condensats	6,064
Mobil Texaco Pex South Venture O-59	43°58'53"N 59°38'08"W	Rowan Juneau	29-04-82 03-01-83	B & S Gaz & Condensats	6,176
Mobil et al Arcadia J-16	44°05'44"N 59°31'58"W	Zapata Scotian	27-01-83 19-07-83	B & A Gaz & Condensats	6,005
Shell Petro Canada et al Glenelg J-48	43°37'39"N 60°06'25"W	Sedco 709	22-02-83 07-11-83	B & A Gaz & Condensats	5,253
Shell Petro Canada et al Uniacke G-72	44°11'29"N 59°41'10"W	Vinland	09-05-83 04-04-84	B & A Gaz & Condensats	5,735
Shell PCI et al Alma E-67	43°36'18"N 60°39'57"W	Sedco 709	02-12-83 05-07-84	B & A Gaz & Condensats	5,054
Huskey Bow Valley et al Chebucto K-90	43°39'25"N 59°42'44"W	Bow Drill II	06-01-84 03-08-84	B & A Gaz & Condensats	5,234
Mobil et al West Venture N-91	44°00'46"N 59°44'27"W	Zapata Scotian	19-04-84 04-08-85	B & A Gaz & Condensats	5,547
Mobil et al West Venture C-62	44°01'03"N 59°40'01"W	Rowan Juneau	19-05-84 14-03-85	B & A Gaz & Condensats	5,522
Mobil et al West Olympia O-51	44°00'48"N 59°53'04"W	Rowan Gorilla I	23-06-85 09-11-85	B & A Gaz & Condensats	4,816
Shell PCI et al North Triumph G-43	43°42'19"N 59°51'23"W	Sedco 709	26-09-85 31-01-86	B & A Gaz & Condensats	4,504
Shell PCI et al Panuke B-90	43°49'12"N 60°42'35"W	Vinland	06-08-86 23-09-86	B & A Pétrole	3,425
Mobil et al South Sable B-44	43°53'06"N 59°51'41"W	Rowan Gorilla I	27-03-88 08-07-88	B & A Gaz & Condensats	5,208



RÉPERTOIRE DES PUITS EXTRACÔTIERS

ANNEXE II

Les puits sont classés en fonction de leur "date de démarrage"
Données à jour au 31 mars 1992

Abréviations

TR	Table de rotation
TC	Fourrure d'entraînement de la tige carrée
NS	Niveau du sol
B & A	Bouché et abandonné
B & S	Bouché et suspendu

Symboles des puits

- Bouché et abandonné
- Quantité importante de gaz
- Indices de gaz
- Quantité importante de pétrole
- Indices de pétrole
- Quantités importantes de pétrole et de gaz
- Indices de pétrole et de gaz

	Nom du puits	Latitude Longitude	Appareil de forage	Date de démarrage Arrêt de l'appareil de forage	Élévation de la TR Profondeur de l'eau en mètres (pieds)	Profondeur totale en mètres (pieds) Statut du puits	
1	Mobil Sable Island C-67	43°56'04.9" 59°55'01.4"	Bawden Rig 18	67-06-07 68-01-02	8.2 (26.9) KB 3.9 (12.8) GL	4604.3 (15,106) B&A	☼
2	Shell Onondaga E-84	43°43'16.14" 60°13'17.41"	Sedneth I	69-09-01 69-11-11	25.9 (85) 57.9 (190)	3988.3 (13,085) B&A	☼
3	Shell Oneida O-25	43°14'57.36" 61°33'36.49"	Sedneth I	69-11-16 70-02-10	25.9 (85) 82.3 (270)	4119.9 (13,516.7) B&A	☼
4	Shell Naskapi N-30	43°29'46.78" 62°33'59.54"	Sedneth I	70-02-16 70-03-19	26 (85.3) 95.1 (312)	2205.2 (7,235) B&A	☼
5	Shell Mic Mac J-77	44°36'42.81" 59°26'10.86"	Sedneth I	70-03-25 70-05-24	26 (85.3) 62.8 (206)	3886.2 (12,750) B&A	◆
6	Shell Mohawk B-93	42°42'10.52" 64°43'53.50"	Sedco H	70-05-03 70-05-23	31.4 (103) 117 (383.9)	2126 (6,975) B&A	☼
7	Shell Mississauga H-54	44°23'20.39" 59°22'47.56"	Sedneth I	70-05-26 70-07-20	25.9 (85) 102.1 (335)	4202.3 (13,787) B&A	☼
8	Shell Abenaki L-57	44°16'34.49" 59°53'39.64"	Sedco H	70-05-28 70-07-06	31.4 (103) 108.8 (359)	2178.4 (7,147) B&A	☼
9	Shell Onondaga O-95	43°44'48.09" 60°13'52.60"	Sedco H	70-07-09 70-08-16	31.4 (103) 53.9 (176.8)	3314.4 (10,874) B&A	☼
10	Shell Huron P-96	44°35'47.10" 58°28'50.63"	Sedneth I	70-07-22 70-08-27	25.9 (85) 57.9 (190)	3018.4 (9,903) B&A	☼
11	Shell Iroquois J-17	44°26'31.37" 59°47'12.28"	Sedco H	70-08-18 70-09-06	31.4 (103) 59.4 (194.9)	2086.4 (6,845) B&A	☼
12	Shell Mic Mac H-86	44°35'27.72" 59°27'03.12"	Sedneth I	70-08-31 70-12-02	25.9 (85) 54.3 (178.1)	4785.4 (15,700) B&A	☼
13	Shell Cree E-35	43°44'20.70" 60°35'55.89"	Sedco H	70-09-08 70-11-03	31.4 (103) 53.3 (174.9)	3983.7 (13,070) B&A	☼
14	Shell Wyandot E-53	44°52'20.70" 59°23'54.05"	Sedco H	70-11-07 70-12-14	31.4 (103) 121 (397)	3049.5 (10,005) B&A	◆
15	Shell Abenaki J-56	44°15'44.95" 59°53'03.22"	Sedneth I	70-12-04 71-03-13	25.9 (85) 106.7 (350)	4569.3 (14,991) B&A	☼
16	Shell Argo F-38	45°27'23.22" 58°50'24.34"	Sedco H	70-12-17 71-02-19	31.4 (103) 71.6 (234.9)	3386.3 (11,110) B&A	☼
17	Shell Fox I-22	45°21'33.60" 59°33'16.00"	Sedco H	71-02-20 71-03-03	31.4 (103) 83.8 (274.9)	829.7 (2,722) B&A	☼
18	Mobil-Tetco Esperanto K-78	44°47'31.26" 58°11'19.24"	Sedco H	71-03-09 71-04-24	31.4 (103) 68.8 (225.1)	3540.3 (11,615) B&A	☼

RÉPERTOIRE DES PUITS EXTRACÔTIERS

ANNEXE II (SUITE)

19	Shell Erie D-26	44°55'03.52" 59°34'29.82"	Sedneth I	71-03-16 71-04-11	25.9 (85) 98.1 (321.9)	2375.9 (7,795) B&A	◈
20	Shell Crow F-52	45°21'24.23" 59°08'22.73"	Sedneth I	71-04-12 71-04-27	25.9 (85) 94.5 (310)	1506.6 (4,943) B&A	☼
21	Mobil Tetco Dauntless D-35	44°44'08.26" 57°20'46.64"	Sedco H	71-04-26 71-07-16	31.4 (103) 69.2 (227)	4741.2 (15,555) B&A	☼
22	Shell Sauk A-57	44°16'05.70" 58°37'44.41"	Sedneth I	71-04-30 71-07-10	25.9 (85) 60 (196.9)	4575 (15,010) B&A	☼
23	Mobil-Tecto Sable Island E-48	43°57'20.35" 60°07'24.44"	Bawden Rig 14	71-05-28 71-10-15	6.4 (21) KB 0 (0) GL	3602.7 (11,820) B&A	✹
24	Shell Chippewa L-75	44°34'35.87" 58°41'50.54"	Sedneth I	71-07-12 71-08-12	24.7 (81) 67.7 (222.1)	2125.9 (6,975) B&A	☼
25	Shell Onondaga F-75	43°44'17.84" 60°11'36.25"	Sedco H	71-07-28 71-09-07	31.4 (103) 56.4 (185)	3890.8 (12,765) B&A	☼
26	Shell Triumph P-50	43°39'51.62" 59°51'02.36"	Sedneth I	71-08-04 71-10-10	25.9 (85) 90.2 (295.9)	4595.4 (15,077) B&A	☼
27	Shell Eurydice P-36	45°25'47.30" 60°04'46.97"	Sedco H	71-09-15 71-10-24	29.9 (98.1) 164.6 (540)	2965.1 (9,728) B&A	☼
28	Shell Chippewa G-67	44°36'20.50" 58°39'44.62"	Sedco H	71-10-28 71-12-18	29.9 (98.1) 70.1 (230)	3669.8 (12,040) B&A	☼
29	Mobil-Tecto Sable Island O-47	43°56'56.70" 60°06'38.08"	Bawden Rig 14	71-12-13 72-07-01	7 (23) KB 1.8 (5.9) GL	4198.6 (13,775) B&A	☼
30	Shell Mohican I-100	42°59'39.04" 62°28'51.32"	Sedco H	71-12-27 72-03-10	29.9 (98.1) 153.3 (503)	4393.4 (14,414) B&A	☼
31	Shell Marmora C-34	43°43'13.79" 60°05'21.93"	Sedneth I	72-01-15 72-03-31	25.9 (85) 57.6 (189)	4037.9 (13,248) B&A	☼
32	Shell Primrose N-50	43°59'48.43" 59°06'51.63"	Sedco H	72-03-14 72-04-21	29.9 (98.1) 90.8 (298)	1713.6 (5,622) B&A	✹
33	Shell-Mobil- Tetco Eagle D-21	43°50'06.73" 59°34'09.21"	Sedco H	72-04-22 72-07-02	29.9 (98.1) 51.2 (168)	4660.4 (15,290) B&A	☼
34	Mobil-Tetco Sable Island 1-H-58	43°57'27" 60°07'37"	Bawden Rig 9	72-06-03 72-08-27	10.7 (35.1) KB 1.8 (5.9) GL	3039.2 (9,971) B&A	✹
35	Mobil-Tetco- Thebaud P-84	43°53'59.53" 60°12'19.34"	Sedco H	72-07-08 72-10-13	28.6 (93.8) 25.9 (85)	4114.8 (13,500) B&A	☼
36	Mobil-Tetco Sable Island 2-H-58	43°57'27.14" 60°07'37.73"	Bawden Rig 9	72-10-06 72-12-31	10.6 (34.8) KB 1.8 (5.9) GL	2758.4 (9,050) B&A	✹
37	Shell Primrose A-41	44°00'05.68" 59°06'18.26"	Sedco H	72-10-15 73-01-27	29.9 (98.1) 109.7 (359.9)	3616.5 (11,865) B&A	☼
38	Mobil-Tetco Sable Island 3-H-58	43°57'27.20" 60°07'37.80"	Bawden Rig 9	73-01-01 73-03-21	10.6 (34.8) KB 1.8 (5.9) GL	3739.9 (12,270) B&A	✹
39	Mobil-Tetco Bluenose G-47	44°06'20.79" 59°21'27.35"	Sedco J	73-01-25 73-04-25	29.9 (98.1) 81.4 (267.1)	4587.2 (15,050) B&A	☼
40	Shell Primrose F-41	44°00'29.55" 59°07'06.52"	Sedco H	73-01-30 73-03-05	29.9 (98.1) 68.6 (225.1)	2592.3 (8,505) B&A	☼
41	Shell Marmora P-35	43°44'59.36" 60°04'47.58"	Sedco H	73-03-06 73-04-21	29.9 (98.1) 53.3 (174.9)	4092.9 (13,428) B&A	☼

RÉPERTOIRE DES PUITS EXTRACÔTIERS

ANNEXE II (SUITE)

42	Mobil-Tetco Sable Island 4-H-58	43°57'27.20" 60°07'37.80"	Bawden Rig 9	73-03-22 73-08-11	10.6 (34.8) KB 1.8 (5.9) GL	4519.3 (14,827) B&A	
43	Shell Tuscarora D-61	44°40'10.35" 58°55'10.85"	Sedco H	73-04-23 73-06-02	29.9 (98.1) 78.9 (258.9)	3939.5 (12,925) B&A	
44	Mobil-Tetco Cohasset D-42	43°51'06.52" 60°37'13.89"	Sedco J	73-04-27 73-07-16	31.4 (103) 41.1 (135)	4427.2 (14,525) B&A	
45	Shell Amoco Cap Rouge F-52	47°11'20.29" 61°08'15.32"	Sedco H	73-06-08 73-09-03	31.1 (102) 56.7 (186)	4932.3 (16,182) B&A	
46	Mobil-Tetco Sable Island 5-H-58	43°57'27.20" 60°07'37.80"	Bawden Rig 9	73-08-15 73-09-18	10.6 (34.8) KB 1.8 (5.9) GL	2478 (8,130) B&A	
47	Mobil-Tetco Sable Island 6-H-58	43°57'27.20" 60°07'37.80"	Bawden Rig 9	73-09-22 73-10-18	10.6 (34.8) KB 1.8 (5.9) GL	2355.2 (7,727) B&A	
48	Union et al Shell Ojibwa E-07	43°46'20.44" 61°46'14.42"	Sedco H	74-02-04 74-02-28	29.9 (98.1) 75.6 (248)	2329.6 (7,643) B&A	
49	Mobil-Tetco-Texaco Citnalta I-59	44°08'42.58" 59°37'32.11"	Sedco J	74-02-04 74-04-29	29.9 (98.1) 94.5 (310)	4575 (15,010) B&A	
50	Shell Demascota G-32	43°41'27.20" 60°49'54.00"	Sedco H	74-03-01 74-05-20	29.9 (98.1) 54.3 (178.1)	4672.3 (15,329) B&A	
51	Texaco-Shell Intrepid L-80	43°49'35.78" 59°56'43.82"	Sedco J	74-05-18 74-08-15	31.4 (103) 43.6 (143)	4162 (13,655) B&A	
52	Union et al Sambro I-29	43°38'35.04" 62°48'17.04"	Sedco H	74-05-23 74-06-27	29.9 (98.1) 193.5 (634.8)	3069.6 (10,071) B&A	
53	Union et al Jason C-20	45°29'05.45" 58°32'28.27"	Sedco H	74-07-03 74-07-22	29.9 (98.1) 112.8 (370. 1)	2482.9 (8,146) B&A	
54	Union et al Hercules G-15	45°34'20.65" 58°47'13.06"	Sedco H	74-07-23 74-08-01	29.9 (98.1) 115.8 (379.9)	1081.1 (3,547) B&A	
55	Murphy et al North Sydney P-05	46°34'46.24" 59°45'01.65"	Sedco H	74-08-10 74-09-07	29.9 (98.1) 62.8 (206)	1,660.9 (5,449) B&A	
56	Union et al Montagnais I-94	42°53'40.71" 64°13'46.51"	Sedco H	74-09-12 74-09-29	29.9 (98.1) 112.8 (370.1)	1645.9 (5,400) B&A	
57	Mobil-Tetco-Gulf Adventure F-80	45°19'27.54" 57°56'22.80"	Sedco J	75-01-13 75-02-22	29.9 (98.1) 98.9 (324.1)	1999.2 (6,559) B&A	
58	Mobil-Texaco Sachem D-76	44°35'09.22" 57°41'58.29"	Sedco J	75-05-17 75-07-30	29.9 (98.1) 58.5 (191.9)	4878.6 (16,006) B&A	
59	Shell Onondaga B-96	43°45'08.23" 60°14'09.63"	Sedco H	76-01-12 76-03-21	29.9 (98.1) 60.4 (198.2)	3757.6 (12,328) B&A	
60	Petro-Canada Shell Mic Mac D-89	44°38'08.86" 59°28'18.93"	Sedco H	76-03-26 76-05-04	29.9 (98.1) 85.3 (279.9)	3216.4 (10,552) B&A	
61	Petro-Canada Mobil Hesper I-52	44°41'40.33" 57°52'32.24"	Sedco H	76-05-08 76-06-05	29.9 (98.1) 42.1 (138.1)	2804.2 (9,200) B&A	
62	Shell et al North Sydney F-24	46°33'23.12" 59°48'45.47"	Sedco H	76-06-09 76-06-14	29.9 (98.1) 59.7 (195.9)	1706.8 (5,600) B&A	
63	Petro-Canada-Shell Penobscot L-30	44°09'43.55" 60°04'09.33"	Sedco H	76-07-18 76-09-23	29.9 (98.1) 137.5 (451.1)	4267.2 (14,000) B&A	
64	Petro-Canada-Shell Wenonah J-75	43°34'34.43" 60°26'13.72"	Sedco H	76-09-26 76-11-15	29.9 (98.1) 66.7 (218.8)	3669.8 (12,040) B&A	

ANNEXE II (SUITE)

65	Petro-Canada-Shell Moheida P-15	43°04'56.31" 62°16'44.32"	Sedco H	76-11-18 77-02-15	29.9 (98.1) 111.9 (367.1)	4297.7 (14.100) B&A	⊙
66	Shell-Petro-Canada Penobscot B-41	44°10'02.44" 60°06'34.50"	Sedco H	77-02-18 77-03-30	29.9 (98.1) 117.9 (386.8)	3444.2 (11,300) B&A	⊙
67	Mobil-Tetco-PEX Migrant N-20	43°59'56.24" 60°17'18.23"	Gulftide	77-07-29 78-01-23	26.1 (85.6) 13.7 (44.9)	4668.7 (15,317) B&A	⊙
68	Mobil-Tetco-PEX Thebaud I-94	43°53'43.67" 60°13'38.13"	Gulftide	78-02-26 78-07-03	29.9 (98.1) 28 (91.9)	3962.3 (13.000) B&A	⊙
69	Chevron-PEX-Shell Acadia K-62	42°51'42.54" 61°55'00.21"	Ben Ocean Lancer	78-04-11 78-08-02	12.8 (42) 866.2 (2841.9)	5286.1 (17,343) B&A	⊙
70	Mobil-Tetco-PEX Cohasset P-42	43°51'48.23" 60°36'16.62"	Gulftide	78-06-09 78-07-10	30.5 (100.1) 34.1 (111.9)	2590.8 (8,500) B&A	⊙
71	Mobil-Tetco-PEX Cohasset L-97	43°56'37.19" 60°29'58.55"	Gulftide	78-07-13 78-11-13	30.5 (100.1) 21.6 (70.9)	4871.9 (15,984) B&A	⊙
72	Mobil-Texaco-PEX Venture D-23	44°02'15.00" 59°34'21.00"	Gulftide	78-11-28 79-06-16	31.71 (104) 20.1 (65.9)	4945 (16,224) B&S	☼
73	Mobil et al Venture B-13	44°02'11.61" 59°32'03.54"	Rowan Juneau	80-08-17 81-06-06	33.8 (110.9) 24.7 (81)	5368 (17,611) B&S	☼
74	Mobil et al Venture B-43	44°01'45.01" 59°37'21.03"	Rowan Juneau	81-07-06 82-04-25	33.8 (110.9) 20.4 (66.9)	5872 (19,265) B&S	☼
75	Petro-Canada et al Banquereau C-21	44°10'07.52" 58°34'00.24"	Bow Drill I	81-12-02 82-08-01	27 (88.6) 83 (272.3)	4991 (16,374) B&A	☼
76	Mobil et al Olympia A-12	44°01'03.27" 59°46'44.09"	Zapata Scotian	82-04-23 83-01-10	38.1 (125) 39.9 (130.9)	6064 (19,895) B&S	☼
77	Mobil et al South Venture O-59	43°58'52.83" 59°38'08.49"	Rowan Juneau	82-04-29 83-01-02	35.4 (116.1) 24.4 (80.1)	6176 (20,262) B&A	☼
78	Petro-Canada et al Banquereau I-13	44°12'33.16" 58°31'49.38"	Bow Drill I	82-08-02 82-12-27	27.0 (88.6) 97.3 (319.2)	5188 (17,021) B&A	⊙
79	Petro-Canada et al West Esperanto B-78	44°47'03.40" 58°26'11.22"	SDS Vinland	82-08-22 83-05-05	23.3 (76.4) 91.1 (298.9)	5703 (18,711) B&A	⊙
80	Shell et al Shubenacadie H-100	42°49'28.43" 61°28'42.81"	Sedco 709	82-11-05 83-02-12	24.1 (79.1) 1475 (4,839.2)	4200 (13,780) B&A	⊙
81	Mobil et al Bluenose 2G-47	44°06'22.30" 59°21'23.05"	John Shaw	82-12-30 83-09-05	24.4 (80.1) 85.3 (279.9)	5797 (19,019) B&A	⊙
82	Mobil et al Venture B-52	44°01'12.88" 59°38'07.76"	Rowan Juneau	83-01-19 83-10-27	34 (111.5) 19.5 (65)	5960 (19,554) B&A	☼
83	Mobil et al Arcadia J-16	44°05'43.58" 59°31'58.19"	Zapata Scotian	83-01-27 83-07-19	38.1 (125) 55.5 (182.1)	6005 (19,701) B&A	☼
84	Petro-Canada et al SW Banquereau F-34	44°03'15.63" 58°50'21.60"	Bow Drill I	83-02-20 83-08-30	24.9 (81.7) 113.7 (373)	6309 (20,699) B&A	☼
85	Shell Petro-Can et al Glenelg J-48	43°37'39.00" 60°06'25.44"	Sedco 709	83-02-22 83-11-07	24 (78.7) 83.7 (274.6)	5148 (16,890) B&A	☼
86	Shell-Petro Can et al Uniacke G-72	44°11'29.17" 59°41'09.75"	SDS Vinland	83-05-09 84-04-04	23.5 (77.1) 152.9 (501.6)	5735 (18,815) B&A	☼
87	Mobil et al Venture H-22	44°01'24.10" 59°33'06.10"	Zapata Scotian	83-07-26 84-04-16	38.1 (125) 24 (78.7)	5944 (19,501) B&A	☼

ANNEXE II (SUITE)

88	Husky/Bow Valley et al Glooscap C-63	43°12'09.85" 62°09'56.75"	Bow Drill 2	83-08-07 84-01-03	22.9 (75.1) 99 (324.8)	4542 (14,902) B&A	◇
89	Petro-Canada et al St. Paul P-91	47°10'57.88" 60°13'36.83"	Bow Drill 1	83-09-02 83-12-31	24.9 (81.7) 173.9 (570.5)	2885 (9,465) B&A	◇
90	Home Oil et al Louisbourg J-47	44°26'43.08" 58°21'26.02"	Glomar Labrador I	83-11-25 84-10-13	38.2 (125.3) 63.1 (207)	6043 (19,826) B&A	◇
91	Shell-Petro-Can et al Alma F-67	43°36'18.49" 60°39'56.49"	Sedco 709	83-12-02 84-07-05	24 (78.7) 68 (155.7)	5054 (16,581) B&A	◇
92	Husky/Bow Valley Chebucto K-90	43°39'44.74" 59°42'52.05"	Bow Drill 2	84-01-06 84-08-02	22.8 (74.8) 109 (357.6)	5235 (17,175) B&A	◇
93	Husky/Bow Valley et al South Griffin J-13	44°22'39.89" 58°01'55.20"	Rowan Gorilla I	84-01-08 84-08-20	39.6 (129.9) 63.4 (208)	5911 (19,393) B&A	◇
94	Petro-Canada et al Bonnet P-23	42°22'48.64" 65°03'01.89"	Bow Drill 1	84-01-14 84-04-04	25 (82) 133.5 (438)	4336 (14,226) B&A	◇
95	Husky/Bow Valley Evangeline H-98 (re-entered Well)	43°17'26.85" 60°58'50.60"	Bow Drill 3 Bow Drill 2	84-03-27 84-06-16 84-08-08 84-11-01	21.6 (70.9) 174 (570.9) 22.5 (73.8) 174 (570.9)	3365 (11,040) 5044 (16,549) B&A	◇
96	Shell-Petro-Can et al S. Desbarres O-76	44°05'56.07" 59°58'58.02"	SDS Vinland	84-04-17 84-10-13	23.7 (77.8) 69 (226.4)	6039 (19,813) B&A	◇
97	Petro-Can et al Dover A-43	44°22'09.02" 60°06'09.28"	Bow Drill 1	84-04-17 84-07-10	25 (82) 116 (380.6)	4525 (14,846) B&A	◇
98	Mobil et al West Venture N-91	44°00'45.82" 59°44'27.33"	Zapata Scotian	84-04-19 85-07-07	39.3 (128.9) 38.1 (125)	5547 (18,199) B&A	◇
99	Mobil et al West Venture C-62	44°01'02.78" 59°40'00.25"	Rowan Juneau	84-05-19 85-03-23	33.8 (110.9) 16.5 (54.1)	5522 (18,117) B&A	◇
100	Shell PCI et al Glenelg E-58 and E-58A*	43°37'17.20" 60°08'56.10"	Sedco 709	84-07-07 84-10-20	24 (787) 79 (259.2)	4192 (13,753) B&A	◇
101	Bow Valley/Husky et al Hesper P-52	44°41'50.95" 57°52'47.72"	Rowan Gorilla 1	84-08-22 85-05-01	40.5 (132.9) 44.5 (146)	5679 (15,632) B&A	◇
102	Mobil et al West Venture B-92	44°01'08.51" 59°43'59.68"	Glomar Labrador 1	84-10-24 84-12-13	37 (121.4) 42 (137.8)	722 (2,369) B&A	◇
103	Shell-Petro-Can et al Glenelg H-38	43°37'19.33" 60°04'48.61"	Sedco 709	84-10-26 85-01-26	24.1 (79.1) 89.3 (293)	4865 (15,961) B&A	◇
104	Petro-Can-Texaco et al Albatross B-13	42°41'10.67" 63°02'12.83"	Sedco 710	84-12-12 85-03-28	24 (78.7) 1341 (4,399.6)	4046 (13,274) B&A	◇
105	Home Oil et al Citadel H-52	44°11'25.07" 58°52'39.87"	Glomar Labrador 1	84-12-18 85-05-31	38.3 (125.7) 65.3 (214.2)	5666 (18,589) B&A	◇
106	Mobil et al West Venture N-01	44°00'58.80" 59°45'51.69"	Rowan Gorilla 3	85-01-20 85-06-30	38.1 (12.5) 40.1 (131.6)	3632 (11,916) B&A	◇
107	Shell PCI et al Alma K-85	43°34'44.6" 60°43'01.7"	Sedco 709	85-01-29 85-04-10	24 (78.7) 68 (223.1)	3602 (11,817) B&A	◇
108	Mobil et al Thebaud I-93	43°52'44.4" 60°13'50.9"	Rowan Juneau	85-03-27 85-09-30	37 (121.4) 31 (102)	5166 (16,949) B&A	◇
109	Petro-Can et al Shelburne G-29	42°38'26.87" 63°33'33.46"	Sedco 710	85-03-31 85-04-06	25 (82) 1123 (3,684.4)	4005 (13,140) B&A	◇

** déviation du E-58 original*

ANNEXE II (SUITE)

110	Shell PCI et al Peskowesk A-99	44°28'13.84" 58°58'40.98"	Sedco 706	84-04-22 85-06-13	27.5 (90.2) 62 (203.4)	4024 (13,202) B&A	☼
111	Shell PCI et al Kegeshook G-67	44°06'32.69" 60°24'34.09"	Glomar Labrador 1	85-06-11 85-07-30	24 (787) 62 (203.4)	3540 (11,614) B&A	☼
112	Shell PCI et al Merigomish C-52	43°31'02.65" 67°38'33.76"	Sedco 706	85-06-15 85-08-12	27.5 (90.2) 75 (246.1)	3950 (12,959) B&A	☼
113	Mobil et al West Olympia O-51	44°00'47.48" 59°53'03.92"	Rowan Gorilla 1	85-06-23 85-11-09	38 (124.6) 39 (127.9)	4816 (15,800) B&A	☼
114	Shell PCI et al North Triumph G-43	43°42'19.06" 59°51'22.02"	Sedco 709	85-09-26 86-02-01	24.0 (78.7) 73.6 (241.5)	4504 (14,777) B&A	☼
115	Petro-Canada et al Cohasset A-52	43°51'08.07" 60°37'43.38"	Rowan Gorilla I	85-12-20 86-03-27	40.0 (131.2) 36.0 (118.1)	2847 (9,340) B&S	●
116	Shell PCI et al North Triumph B-52	43°41'02.44" 59°52'57.04"	John Shaw	86-01-24 86-03-29	22 (72.2) 83 (272.3)	3960 (12,992) B&A	☼
117	PCI et al Tantallon M-41	43°50'55.99" 58°22'24.38"	Sedco 709	86-02-15 86-04-18	24 (78.7) 1516 (4,974)	5602 (18,379) B&A	☼
118	Mobil et al Thebaud C-74	43°53'05.34" 60°11'35.62"	Rowan Gorilla 1	86-03-29 86-09-26	36 (118) 30 (97)	5150 (16,896) B&A	☼
119	Husky/Bow Valley et al W. Chebucto K-20	43°39'44.60" 50°47'32.40"	Bow Drill 2	86-04-05 86-08-11	22.8 (74.8) 93.6 (307.1)	5369 (17,614) B&A	☼
120	Shell et al Glenelg N-49	43°38'59.30" 60°07'01.88"	SDS Vinland	86-06-01 86-08-04	23.2 (76.1) 72.3 (237.2)	4040 (13,254) B&A	☼
121	Shell/PCI et al Panuke B-90	43°49'12.29" 60°42'35.52"	SDS Vinland	86-08-06 86-09-24	23 (75.4) 47 (154.1)	3445 (11,302) B&A	●
122	Canterra et al Whycocomagh N-90	43°39'51.00" 60°28'04.00"	Sedco 710	87-04-02 87-05-26	24.1 (79) 62.7 (205.7)	3535 (11,597) B&A	☼
123	Petro-Canada et al Como P-21	43°50'45.00" 60°48'17.00"	Rowan Gorilla 1	87-05-15 87-07-01	40.2 (132) 39 (127)	3540 (11,614) B&A	☼
124	Petro-Canada et al Panuke F-99	43°48'26.8" 60°44'34.7"	Rowan Gorilla 1	87-07-02 87-08-25	85.3 (279) 45.1 (148)	2507 (8,225) B&S	●
125	Mobil et al South Sable B-44	43°53'06.1" 59°51'41.1"	Rowan Gorilla 1	88-03-27 88-07-08	80.4 (264) 35.9 (118)	5208 (17,086) B&A	☼
126	LASMO NSR(V)L Lawrence D-14	43°53'4.79" 60°32'51.85"	Rowan Gorilla III	91-01-14 91-02-24	40 (131.2) 30 (98.4)	2850 (9350) B&A	☼
127	LASMO NSR(V)L Balmoral M-32	43°51'54.89" 60°35'46.65"	Rowan Gorilla III	91-02-26 91-04-09	40.6 (133.2) 34 (111.5)	2525 (8284) B&S	●
128	LASMO NS(V)RL Panuke PP1	43°48'40.00" 60°44'00.00"	Rowan GorillaIII	91-05-11 91-07-02	39.6 (129.9) 44.0 (144.36)	3024 (9921.74) B&S	●
129	LASMO NS(V)RL Panuke PP3	43°48'40.00" 60°44'00.00"	Rowan GorillaIII	91-07-02 91-09-09 92-01-06 92-01-27	47.2 (144.36) 44.0 (144.36)	2685 (9909.1) B&S	●
130	LASMO NS(V)RL Panuke PP2	43°48'40.00" 60°44'00.00"	Rowan GorillaIII	91-07-19 91-07-23 91-12-15 92-01-04	47.2 (154.86) 44.0 (144.36)	2435 (7989.2) B&S	●

Numéro de l'intérêt	2100	2120 A	2120 B	2120 C	2121	2254	2255 A	2255 B	2255 C	2255 D
Genre d'intérêt	EL	SDL	SDL	SDL	SDL	SDL	SDL	SDL	SDL	SDL
Surface (hectares)	24,948	1,116	1,860	2,226	5,595	10,388	5,565	742	1,484	2,976
Détenteurs d'intérêts et pourcentages										
(Note : Les chiffres gras indiquent un représentant)										
A T & S Exploration Ltd.								9.00	9.00	
Bow Valley Industries Ltd.										
Canadian Roxy Petroleum Ltd.										
Canalands Energy Corporation										
Christianson Pipe Ltd.										
Conwest Exploration Company Limited										
Esso Resources (1989) Limited		15.00	15.00			18.00	18.00	9.00	9.00	18.00
Esso Resources Canada Limited										
Husky Oil Operations Ltd.		12.75	6.50	2.50						6.30
L. K. Resources Ltd.										
Landmark Corporation										
LASMO Nova Scotia Limited	**50.00**									
McClocklin Exploration Ltd.										
Mobil Oil Canada Properties		29.75	29.75			**42.00**	**42.00**	**42.00**	**42.00**	**35.70**
Nova Scotia Resources (Ventures) Limited	50.00	1.25	1.25	2.50		10.00	10.00	10.00	10.00	10.00
Pembina Resources Limited										
Petro-Canada		22.50	22.50	45.00		30.00	30.00	30.00	30.00	30.00
Petroventures Resources Ltd.										
Polaris Petroleums Ltd.										
Scotia Energy Resources Ltd.										
Shell Canada Limited		**18.75**	**25.00**	**50.00**	**100.00**					
Trillium Exploration Corporation										
Universal Explorations Ltd.										

SOMMAIRE DES INTÉRÊTS EN VIGUEUR LE 31 MARS 1992

ANNEXE III

SOMMAIRE DES INTÉRÊTS EN VIGUEUR LE 31 MARS 1992

Numéro de l'intérêt	2255E	2255 F	2255 G	2255 H	2255 L	2255 M	2255 N	2255 P	2255 Q	2255 R
Genre d'intérêt	SDL	SDL	SDL	SDL	SDL	SDL	SDL	SDL	SDL	SDL
Surface (hectares)	2,226	1,274	5,050	1,488	371	5,979	687	4,440	2,597	3,339
Détenteurs d'intérêts et pourcentages										
(Note : Les chiffres gras indiquent un représentant)										
A T & S Exploration Ltd.									9.00	
Bow Valley Industries Ltd.										
Canadian Roxy Petroleum Ltd.										
Canalands Energy Corporation										
Christianson Pipe Ltd.										
Conwest Exploration Company Limited										
Esso Resources (1989) Limited					18.00	18.00	18.00	18.00	9.00	18.00
Esso Resources Canada Limited										
Husky Oil Operations Ltd.	15.00		9.00				6.30	6.30		
L. K. Resources Ltd.										
Landmark Corporation										
LASMO Nova Scotia Limited				24.50						
McClocklin Exploration Ltd.										
Mobil Oil Canada Properties	**85.00**	**60.00**	**51.00**	**51.00**	**42.00**	**42.00**	**35.70**	**35.70**	**42.00**	**42.00**
Nova Scotia Resources (Ventures) Limited		10.00	10.00	24.50	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00
Pembina Resources Limited										
Petro-Canada		30.00	30.00		30.00	30.00	30.00	30.00	30.00	30.00
Petroventures Resources Ltd.										
Polaris Petroleums Ltd.										
Scotia Energy Resources Ltd.										
Shell Canada Limited										
Trillium Exploration Corporation										
Universal Explorations Ltd.										

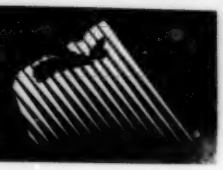
Numéro de l'intérêt	2259	2269	2276 A	2276 B	2276 C	2277 A	2277 B	2283 A	2283 B	2283 C
Genre d'intérêt	SDL	SDL	SDL	SDL	SDL	SDL	SDL	SDL	SDL	SDL
Surface (hectares)	4,810	746	3,357	5,968	1,119	8,219	374	1,488	3,710	372
Détenteurs d'intérêts et pourcentages										
(Note : Les chiffres gras indiquent un représentant)										
A T & S Exploration Ltd.										
Bow Valley Industries Ltd.	5.00	37.50								
Canadian Roxy Petroleum Ltd.	4.00									
Canalands Energy Corporation	0.40									
Christianson Pipe Ltd.	0.24									
Conwest Exploration Company Limited	1.00									
Esso Resources (1989) Limited								18.00	12.60	
Esso Resources Canada Limited	2.00									
Husky Oil Operations Ltd.	35.00	**37.50**	15.00	32.50	15.00	15.00	31.25			9.00
L. K. Resources Ltd.	1.20									
Landmark Corporation		12.50								
LASMO Nova Scotia Limited										
McClocklin Exploration Ltd.	0.16									
Mobil Oil Canada Properties								**42.00**	**47.40**	**51.00**
Nova Scotia Resources (Ventures) Limited			2.50	7.50	2.50	2.50	7.50	10.00	10.00	10.00
Pembina Resources Limited	2.00									
Petro-Canada	**40.00**		45.00	22.50	45.00	45.00	23.75	30.00	30.00	30.00
Petroventures Resources Ltd.	2.00									
Polaris Petroleums Ltd.	3.00									
Scotia Energy Resources Ltd.		12.50								
Shell Canada Limited			**37.50**	**37.50**	**37.50**	**37.50**	**37.50**			
Trillium Exploration Corporation										
Universal Explorations Ltd.	4.00									

ANNEXE III
SUITE

SOMMAIRE DES INTÉRÊTS EN VIGUEUR LE 31 MARS 1992

Numéro de l'intérêt	2286	2298	2299 A	2352	2353	2354	2901	2902
Genre d'intérêt	SDL	SDL	SDL	EL	EL	EL	PL	PL
Surface (hectares)	4,103	4,440	5,968	26,392	18,500	55,755	1,488	4,836
Détenteurs d'intérêts et pourcentages								
(Note : Les chiffres gras indiquent un représentant)								
A T & S Exploration Ltd.								
Bow Valley Industries Ltd.	37.50							
Canadian Roxy Petroleum Ltd.								
Canalands Energy Corporation								
Christianson Pipe Ltd.								
Conwest Exploration Company Limited								
Esso Resources (1989) Limited								
Esso Resources Canada Limited								
Husky Oil Operations Ltd.	**37.50**	15.00	15.00					
L. K. Resources Ltd.								
Landmark Corporation	12.50							
LASMO Nova Scotia Limited				**50.00**			**50.00**	**50.00**
McClocklin Exploration Ltd.								
Mobil Oil Canada Properties						**25.00**		
Nova Scotia Resources (Ventures) Limited		2.50	2.50	50.00	**100.00**	25.00	50.00	50.00
Pembina Resources Limited								
Petro-Canada		42.00	45.00			25.00		
Petroventures Resources Ltd.								
Polaris Petroleums Ltd.								
Scotia Energy Resources Ltd.	12.50							
Shell Canada Limited		**37.50**	**37.50**			25.00		
Trillium Exploration Corporation		3.00						
Universal Explorations Ltd.								

SOMMAIRE DES INTÉRÊTS EN VIGUEUR LE 31 MARS 1992



ANNEXE III
SUITE

Numéro de intérêt Genre d'intérêt	Surface nette EL's	Surface nette SDL's	Surface nette PL's
Surface (hectares)	125,595 (Total)	104,077 (Total)	6,324 (Total)
Détenteurs d'intérêts et pourcentages (Note : Les chiffres gras indiquent un représentant)			
A T & S Exploration Ltd.		434	
Bow Valley Industries Ltd.		2,059	
Canadian Roxy Petroleum Ltd.		192	
Canalands Energy Corporation		19	
Christianson Pipe Ltd.		12	
Conwest Exploration Company Limited		48	
Esso Resources (1989) Limited		7,690	
Esso Resources Canada Limited		96	
Husky Oil Operations Ltd.		10,675	
L. K. Resources Ltd.		58	
Landmark Corporation		606	
LASMO Nova Scotia Limited	25,670	365	3,162
McClocklin Exploration Ltd.		8	
Mobil Oil Canada Properties	13,939	25,138	
Nova Scotia Resources (Ventures) Limited	58,109	6,557	3,162
Pembina Resources Limited		96	
Petro-Canada	13,939	30,429	
Petroventures Resources Ltd.		96	
Polaris Petroleums Ltd.		144	
Scotia Energy Resources Ltd.		606	
Shell Canada Limited	13,939	18,424	
Trillium Exploration Corporation		133	
Universal Explorations Ltd.		192	